

# **UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID**

**ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

INGENIERIA TÉCNICA INDUSTRIAL. ELECTRICIDAD

PROYECTO FIN DE CARRERA  
**DISEÑO DE UNA  
SUBESTACIÓN 132 /20 kV**

*Autor.* Manuel Garrote Mercuende

*Tutor.* Simon Davila Solano

Leganés, diciembre de 2009

## **Índice de contenidos**

<b>Apartado I. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>I</b>
I.1. OBJETO DEL PROYECTO.....	I
I.2. GENERALIDADES Y CUALIDADES DE UN SISTEMA DE PROTECCION.....	I
<b>Apartado II. MEMORIA DESCRIPTIVA .....</b>	<b>9</b>
II.1. JUSTIFICACIÓN.....	9
II.2. EMPLAZAMIENTO.....	10
II.3. DESCRIPCIÓN Y JUSTIFICACIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA.....	11
II.4. SISTEMA ELÉCTRICO DE 132 kV.....	14
II.4.1. Descripción .....	14
II.4.2. Características de la aparamenta de 132 kV.....	16
II.4.3. Filosofía de medida, protección y control de las Líneas de 132 kV.....	20
II.4.4. Filosofía de medida, protección y control del acoplo transversal .....	32
II.4.5. Filosofía de medida, protección y control de la posición de barras.....	34
II.5. TRANSFORMACIÓN.....	36
II.5.1. Filosofía de medida, protección y control de la transformación 132/20 kV.....	39
II.6. SISTEMA ELÉCTRICO DE 20 kV.....	46
II.6.1. Descripción .....	46
II.6.2. Características de la aparamenta de 20 kV.....	48
II.6.3. Filosofía de medida, protección y control de las Líneas de 20 kV.....	53
II.6.4. Filosofía de medida, protección y control de los trafos lado de 20 kV.....	55
II.6.5. Filosofía de medida, protección y control de los acoplamiento de 20 kV....	56
II.6.6. Filosofía de medida, protección y control de barras de 20 kV.....	56
II.6.7. Filosofía de medida, protección y control de servicios auxiliares de 20 kV..	57
II.7. SERVICIOS AUXILIARES.....	59
II.8. PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS (PCI).....	63
II.9. COMUNICACIONES Y TELECONTROL .....	64
<b>Apartado III. CÁLCULOS .....</b>	<b>66</b>
III.1. APARAMENTA.....	66
III.1.1. Cálculo de Aparamenta 132 kV.....	66
III.1.2. Cálculo de Aparamenta 20 kV .....	70
III.2. IMPEDANCIAS DE LAS LÍNEAS.....	77
<b>Apartado IV. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA .....</b>	<b>82</b>
IV.1. INTRODUCCIÓN.....	82
IV.2. CONSIDERACIONES CONSTRUCTIVAS Y DE MONTAJE .....	84
IV.3. MEDICIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO.....	95
IV.4. CÁLCULO DE LA RED DE TIERRA: RCE ITC MIE-RAT 13.....	100
IV.5. CÁLCULO DE LA RED DE TIERRA: IEEE Std 80.....	107
IV.5.1. Introducción de la puesta a tierra según IEEE Std. 80.....	108
IV.5.2. Valores límite del diseño .....	110
IV.5.3. Cálculo del diseño de la red de tierra (IEEE Std. 80).....	118
IV.6. CONCLUSIONES .....	127
<b>Apartado V. PRESUPUESTO .....</b>	<b>130</b>
<b>ANEXO I. SOLDADURA ALUMINOTÉRMICA.....</b>	<b>136</b>
<b>ANEXO II. PLANOS Y DOCUMENTACIÓN .....</b>	<b>139</b>
<b>BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>155</b>

## **Índice de ilustraciones**

Figura 1. Generalidades de las protecciones.....	2
Figura 2. Zonas de protección.....	5
Figura 3. Protección de alcance definido.....	6
Figura 4. Protección de alcance indefinido.....	6
Figura 5. Mapa transporte eléctrico de Valdepeñas (R.E.E.).....	9
Figura 6. Emplazamiento.....	10
Figura 7. Esquema Unifilar.....	13
Figura 8. Polo de interruptor activado.....	17
Figura 9. Operación normal.....	21
Figura 10. Falta en línea.....	21
Figura 11. Alcances de una protección de distancia de 3 zonas.....	22
Figura 12. Protección diferencial. Falta externa.....	28
Figura 13. Protección diferencial. Falta interna.....	29
Figura 14. Protección diferencial porcentual.....	29
Figura 15. Protección diferencial básica.....	30
Figura 16. Esquema del regulador.....	38
Figura 17. Configuración general típica.....	50
Figura 18. Distancias.....	79
Figura 19. Ejemplo de conexiones.....	83
Figura 20. Medición de $\rho$ del terreno por el método de Wenner.....	96
Figura 21. Croquis de resistividad.....	99
Figura 22. Situaciones básicas de shock eléctrico.....	108
Figura 23. Situaciones típicas de potencial externo transferido.....	108
Figura 24. Circuito equivalente de tensión de paso.....	111
Figura 25. Circuito equivalente de tensión de contacto.....	112
Figura 26. Molde soldadura aluminotérmica.....	137
Figura 27. Proceso de la soldadura aluminotérmica.....	138

## **Índice de formulas**

### **Dimensionado de aparamenta**

Expresión (1)	Intensidad nominal	66
Expresión (2)	Intensidad base	67
Expresión (3)	Tensión [p.u.]	68
Expresión (4)	Potencia de cortocircuito [p.u.]	68
Expresión (5)	Reactancia de corto [p.u.]	68
Expresión (6)	Corriente corto trifásico [p.u.]	68
Expresión (6')	Corriente corto trifásico [p.u.]	68
Expresión (7)	Impedancia de corto en magnitud base del sistema	71
Expresión (8)	Impedancia de corto vista desde lado 20 kV	71
Expresión (9)	Intensidad máxima	74
Expresión (10)	Corriente máxima admisible %	74

### **Impedancias de línea**

Expresión (11)	Inductancia de una línea trifásica con conductores de guarda	77
Expresión (11')	Matriz de impedancias en 4 submatrices	77

Expresión (12)	Simplificación (reducción de Kron)	77
Expresión (13)	Matriz reducida	77
Expresión (13')	Matriz reducida (Solución)	80
Expresión (14)	Impedancias propias ( $m = n$ )	78
Expresión (15)	Impedancias mutuas ( $m \neq n$ )	78
Expresión (16)	Matriz de secuencias	80
Expresión (17)	Impedancia secuencia línea 1	81
Expresión (17')	Impedancia secuencia línea 2	81
<b><u>Medición de la Resistividad del terreno</u></b>		
Expresión (18)	Resistividad del terreno ( $\Omega.m$ )	95
Expresión (18')	Resistividad del terreno $\{a > 20b\}$ ( $\Omega.m$ )	96
<b><u>Puesta a Tierra. RCE MIE-RAT 13</u></b>		
Expresión (19)	Intensidad en caso de falta en barras 132 kV	101
Expresión (20)	Int. de defecto para cálculos de tensiones de paso y contacto	101
Expresión (21)	Tensión de paso máxima admisible	101
Expresión (22)	Tensión de contacto máxima admisible	102
Expresión (23)	Sección (Cobre)	102
Expresión (24)	Sección (acero)	102
Expresión (25)	Resistencia de puesta a tierra	103
Expresión (26)	Radio "r"	103
Expresión (27)	Tensión de paso	104
Expresión (28)	Densidad lineal de corriente	104
Expresión (29)	Tensión de contacto	104
Expresión (30)	Tensión de paso en el exterior	105
<b><u>Puestas a Tierra. IEEE Std. 80-2000</u></b>		
Expresión (31)	Intensidad para 50 kg	110
Expresión (31')	Intensidad para 70 kg	110
Expresión (32)	Resistencia de 2 pies en serie	110
Expresión (32')	Resistencia de 2 pies en paralelo	110
Expresión (33)	Límite de tensión de paso	110
Expresión (34)	Límite de tensión de contacto	111
Expresión (35)	Resistencia de puesta a tierra	113
Expresión (36)	Tensión de malla	114
Expresión (37)	Constantes ( $k_m, k_i$ )	114
Expresión (37')	Constantes ( $k_{ii}, k_h, n, n_a, n_b, n_c$ )	115
Expresión (38)	Longitud mínima del conductor enterrado (m)	115
Expresión (39)	Intensidad en caso de falta en barras de 132 kV	119
Expresión (39')	Intensidad en caso de falta en barras de 20 kV	120
Expresión (40)	Impedancias de línea en paralelo	119
Expresión (41)	Impedancias vistas desde las barras de 20 kV	120
Expresión (42)	Coeficiente en función del terreno y la capa superficial	121
Expresión (43)	Longitud total del conductor	122
Expresión (44)	Área de la malla	122
Expresión (45)	Máxima potencial de tierra (GPR)	122
Expresión (46)	Tensión de malla	123
Expresión (47)	Tensión de paso	124
Expresión (48)	Factor de espaciamiento para la tensión de paso	124

## **Apartado I. INTRODUCCIÓN**

---

### **I.1. OBJETO DEL PROYECTO**

El presente proyecto tiene por objeto establecer y justificar todos los aspectos constructivos referentes a la construcción de la subestación de transporte y distribución “CONSOLACIÓN” 132/20 kV, para la tramitación oficial de las obras en cuanto a la aprobación del proyecto y obtención de la autorización administrativa.

Estos aspectos constructivos consisten en el diseño, dimensionamiento de aparataje y otros sistemas y descripción de dicha subestación eléctrica.

### **I.2. GENERALIDADES Y CUALIDADES DE UN SISTEMA DE PROTECCION.**

Haremos una breve introducción de las características más generales de las protecciones, ya que será más sencillo entender más adelante el funcionamiento de cada una de ellas, que serán descritas más concreta y detalladamente en apartados posteriores.

#### **Misión de las protecciones**

La calidad del servicio en el suministro de la energía eléctrica, se mide básicamente por el mantenimiento de la tensión y frecuencia dentro de los límites establecidos y por el número y duración de las interrupciones.

Desarrollar un sistema eléctrico de potencia inmune a las perturbaciones, además de inviable, exigiría inversiones prohibitivas. Incluso aunque el sistema esté óptimamente proyectado, explotado y conservado siempre existirá la posibilidad de una avería.

Por consiguiente es necesario controlar y reducir el efecto de las faltas cuando éstas se produzcan.

Esta alternativa se logra mediante la implantación generalizada de equipos de protección.

La misión de estos equipos de protección consiste en:

- Identificar y localizar la perturbación.
- Ordenar las desconexiones precisas para aislar la falta de la forma más rápida.
- Suministrar la información necesaria, señalizando el defecto y las actuaciones habidas.

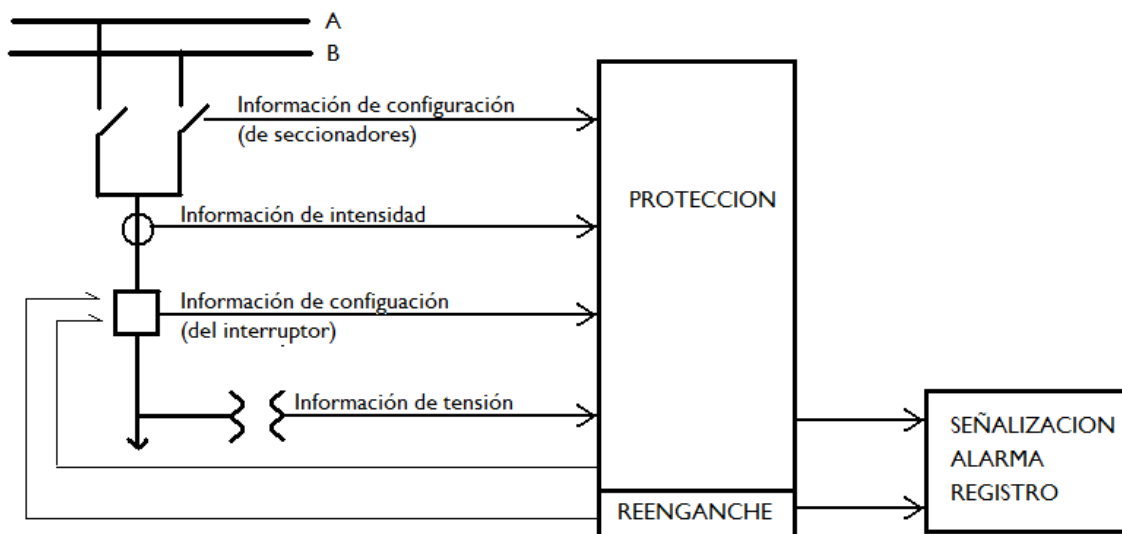
El cumplimiento de las dos primeras funciones trae como consecuencia:

- Minimizar los daños, reduciendo su coste.
- Acortar los tiempos de reparación y puesta en servicio.
- Garantizar el suministro de energía.
- Aumentar el margen de estabilidad transitoria del sistema.

Con la tercera función podemos conocer la naturaleza de la perturbación:

- El tipo de falta.
- Localización de la misma.
- Evolución del incidente.
- Secuencia de actuación de los distintos elementos.

Los equipos de protección reciben la información necesaria, a través de los transformadores de tensión e intensidad en lo que a magnitudes eléctricas se refiere (tensión, frecuencia, intensidad, ángulo), y a través de los contactos auxiliares de seccionadores e interruptores, en lo referente al estado de los mismos y configuración (topología del sistema).



▲ Figura 1. Generalidades de las protecciones

### Señalizaciones

Para conocer la naturaleza de las perturbaciones y comprobar “a posteriori” si la actuación de las protecciones ha sido correcta necesitamos cierta información que puede provenir de varias fuentes:

- Señalizaciones visuales.
- Registros cronológicos.
- Registros oscilográficos (evolución de una falta; 1 oscilo por línea)

Las señalizaciones visuales se encuentran en el propio sistema de protección y nos proporcionan información sobre el tipo de perturbación. El tipo de información suministrada puede ser:

- El arranque de la protección.
- La actuación de la protección.
- El elemento de la protección que ha actuado.
- Las fases involucradas.
- La Emisión/Recepción de las protecciones con comunicación.

Estas señalizaciones se realizan generalmente con bandoleras o tarjetas en los relés electromagnéticos, diodos emisores de luz (LED) en los estáticos y digitales, aunque muchos de estos últimos incorporan un visualizador LCD.

Estas señales se pueden trasladar mediante contactos auxiliares de los relés a Centralitas de alarmas situadas en los Paneles de Control de la Subestación o transportadas a los Despachos Regionales o Centrales a través de un sistema de comunicación donde se puede realizar un análisis en tiempo real de la situación (descrito en el *apartado II.9. Telecontrol y Comunicaciones*).

Los registros oscilográficos que se suceden a una perturbación se utilizan para detectar y analizar las causas de los incidentes en la red.

Estos registros los suministra el osciloperturbógrafo que es disparado por la aparición de una orden exterior, rebasamiento de consignas analógicas o cambio de estado de alguna entrada lógica. Después del disparo el registro se imprime con una función memoria “Predisparo” o se transfiere a distancia a petición del usuario.

Los registros reproducen la evolución de las magnitudes eléctricas, así como el tiempo de funcionamiento de los sistemas de protección, momento de apertura del interruptor, inicio del reenganche, instante del cierre, etc.

#### Cualidades de un sistema de protección

Para que un sistema de protección cumpla con los objetivos para los que fue diseñado debe de satisfacer una serie de cualidades entre las que destacan las siguientes:

- **Sensibilidad.** Capacidad para detectar las variaciones más pequeñas en las magnitudes medidas. El sistema de protección debe disponer de la suficiente sensibilidad para la detección rápida y segura de todas las perturbaciones que pudieran existir dentro de la zona protegida (un valor razonable sería del 5% de los valores nominales).

- **Selectividad.** Capacidad de discriminar las situaciones en la que debe o no actuar en función del lugar y del tipo de perturbación con objeto de desconectar solamente la parte de la instalación afectada por la avería sin que influya sobre el resto del sistema.
- **Rapidez.** Capacidad para conseguir el tiempo mínimo entre la aparición de las perturbaciones y la actuación del sistema de protección, excluidas las temporizaciones voluntarias. Afecta decisivamente a la estabilidad de la red. El retorno del sistema a un estado estable tras una falta depende considerablemente del tiempo de eliminación del cortocircuito. El tiempo máximo de despeje de una perturbación que garantiza que el sistema alcanza un nuevo régimen estable se denomina *tiempo crítico de eliminación*. La disminución de estos tiempos permiten aumentar la potencia de transporte.
- **Fiabilidad.** Nivel de confianza en el comportamiento correcto de un sistema de protección. Se puede dividir en:
  - *Seguridad.* Probabilidad de no actuar cuando tiene que hacerlo. Ante la existencia de faltas fuera de la zona protegida, el sistema de protección no debe activarse.
  - *Obediencia.* Probabilidad de que actúe cuando tiene que hacerlo. Ante la existencia de una falta en la zona protegida, el sistema de protección deberá detectarla e iniciar el proceso de desconexión.

La fiabilidad es muy importante en los sistemas de transporte. Una operación incorrecta puede causar un disturbio importante.

Las operaciones incorrectas es habitual dividir las en:

- *Disparos no deseados.*
- *Fallos de disparo.*

Las protecciones de línea se diseñan dando preferencia al *disparo no deseado* sobre el *fallo de disparo*. Es decir poseen una alta obediencia. Sin embargo para la protección de barras se prefiere el *fallo de disparo* sobre el *disparo no deseado*, con lo cual su diseño responde a una alta seguridad.

Los *disparos no deseados* pueden ocurrir por avería de algún elemento del sistema de protección y normalmente la red de transporte debe ser capaz de soportarlos.

Más peligrosos son los disparos que se puedan producir en las líneas próximas a una posición en falta, puesto que se pierde más de un



elemento al mismo tiempo y en situación de carga elevada se puede producir pérdida de estabilidad. A estos disparos se les denomina *disparos no selectivos*.

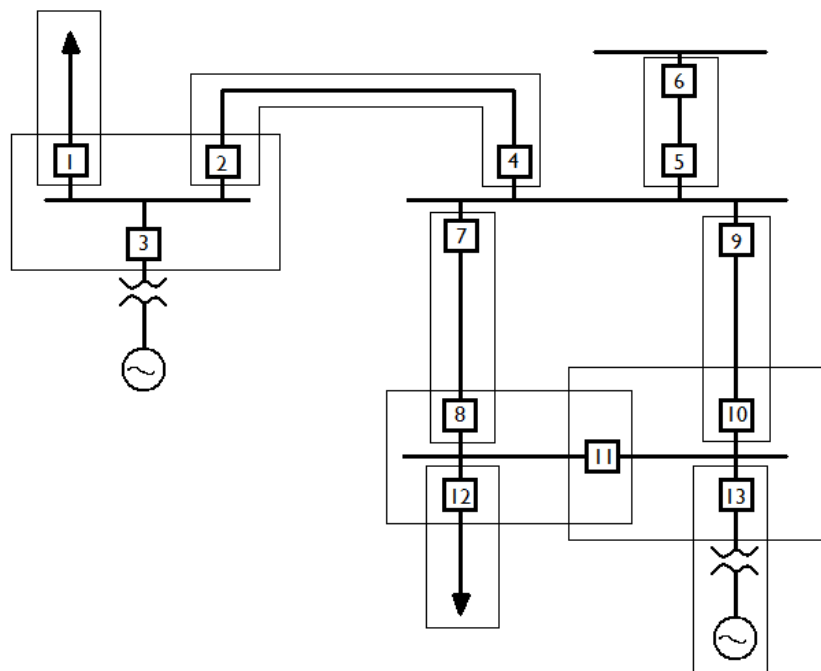
En general, la situación más comprometida es el *fallo de disparo* que se puede producir bien por el fallo del sistema de protección, bien por fallo del interruptor. Los perjuicios son importantes tanto por el nivel de falta como por el tiempo de eliminación alcanzados. Se producen situaciones de pérdida de estabilidad y a menudo fraccionamiento de la red.

Una obediencia y una alta seguridad implican una alta fiabilidad. Para conseguir un sistema más fiable se recurre a los sistemas de protección redundantes.

### Protección primaria y secundaria

La configuración de una red eléctrica en la que cada elemento de la misma dispone de los adecuados interruptores que permiten aislarlo en un momento concreto, nos lleva a introducir los conceptos de zona de protección y alcance de la protección.

- *Zona de protección*. Es la parte de la red delimitada por interruptores que permiten su separación del resto del sistema en caso de falta. Generalmente cada elemento de la red constituye una zona de protección. En la *figura 2* se han representado las zonas de protección que intuitivamente parecen más razonables.



▲ Figura 2. Zonas de protección

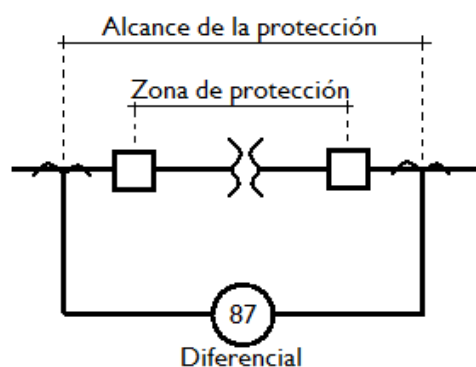
En función de las características particulares de los elementos que constituyen una zona, los requisitos de protección son diferentes. Por ejemplo, las consecuencias de una avería en un generador son diferentes a las de un embarrado o una línea.

También se define el *alcance de una protección* como la parte de la red en la que una perturbación pueda ser detectada.

Se dividen en dos tipos:

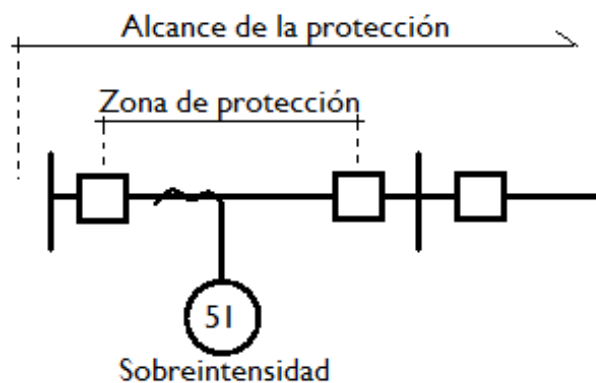
- *Protecciones de alcance definido* (cerradas)
- *Protecciones de alcance indefinido* (abiertas)

La *protección de alcance definido* detecta las perturbaciones en una zona de la red delimitada físicamente por los transformadores de intensidad.



▲ Figura 3. Protección de alcance definido

En las *protecciones de alcance indefinido*, los límites de la protección no están asociados a ningún punto físico de la red.



▲ Figura 4. Protección de alcance indefinido

Todo sistema de protección diseñado adecuadamente debe detectar no sólo las faltas en el sistema a proteger, sino también tener en cuenta posibles fallos en los elementos de protección a fin de evitar daños graves en el sistema eléctrico. Bajo este contexto se define la protección primaria, protección de apoyo y protección secundaria.

Esta protección primaria debe efectuar la desconexión inmediata de todos los interruptores que aíslan la zona de protección. Se diseña para un tipo de defecto específico siendo la más selectiva y normalmente la más rápida a la hora de despejarlo. El fallo de esta protección puede deberse a alguna de las siguientes causas:

- Fallos de los relés.
- Fallo de los elementos de medida.
- Fallo de la alimentación de continua.
- Fallo de los elementos de disparo.

Todo esto nos lleva inmediatamente a la necesidad de establecer una segunda línea de defensa que nos permita eliminar el defecto. Son las protecciones de reserva o apoyo. En la protección de apoyo no deben influir las causas que provocan el fallo de la principal. Para cumplir este requisito se independizan los dos sistemas de protección por lo que es habitual instalar la protección de apoyo en distinta subestación que la principal. Esto nos lleva al concepto de protección de apoyo remoto (ejemplo típico lo constituyen las protecciones de línea situadas en subestaciones diferentes. Su alcance es más amplio y para mantener la selectividad deben temporizarse).

Debido a los niveles de potencia de cortocircuito, mallado de la red y disponibilidad, que se alcanzan actualmente en las redes de transporte en sistemas de MAT y en la red crítica de AT, la protección de apoyo no es suficiente rápida ni selectiva por lo que se impone duplicar la protección principal con un sistema que llamamos protección de respaldo o secundaria.

Esta protección redundante tiene como objetivo fundamental asegurar que las faltas se eliminan o despejan siempre por la protección primaria, pues las ventajas que se obtienen compensan su elevado coste.

Las señales de alterna para la protección se toman de núcleos diferentes de los transformadores de medida. Las alimentaciones de corriente continua se realizan desde distintas baterías y además se duplican los circuitos de disparo.

Un fallo simple en cualquiera de los sistemas de protección no supone una pérdida global de protección. Con el fin de obtener un sistema de apoyo completo es también necesario tener en cuenta los interruptores, ya que aunque dupliquemos el sistema de protección no conseguiremos despejar la falta si falla el interruptor. Se considera entonces, *fallo de interruptor*, la no obediencia de la orden de apertura de una o varias fases del interruptor de potencia. Este fallo puede ser de dos tipos:

- Mecánico (rotura del varillaje, falta de presión en interruptores de este tipo, etc.).
- Eléctrico (el arco no se extingue).

Independientemente del tipo de fallo, el defecto continúa alimentándose, lo que permite detectar, mediante unidades de sobreintensidad, que el interruptor no ha abierto.

Cada orden de disparo inicia a través de la unidad de arranque de la protección, la temporización del *fallo interruptor*. Transcurrido este tiempo, si el interruptor no abre se ordena el disparo de todos los interruptores que puedan alimentar la falta.

Existe a veces, otra temporización preliminar que repite la orden de disparo sobre la otra bobina del interruptor. En algunas configuraciones es necesario que la protección de fallo interruptor dispare interruptores en las subestaciones adyacentes por medio de señales de teledisparo.

Las unidades instantáneas se ajustan por debajo del mínimo valor de intensidad de falta ya que su función es actuar mientras la falta exista. Si el interruptor abre, las unidades instantáneas se repondrán antes del tiempo  $T$  por lo que el *fallo interruptor* no actúa. El ajuste del tiempo  $T$  es crítico, ya que el tiempo de falta ha de ser mínimo pero suficiente para cubrir al menos el tiempo de apertura del interruptor, el tiempo de reposición de las unidades y un margen de seguridad.

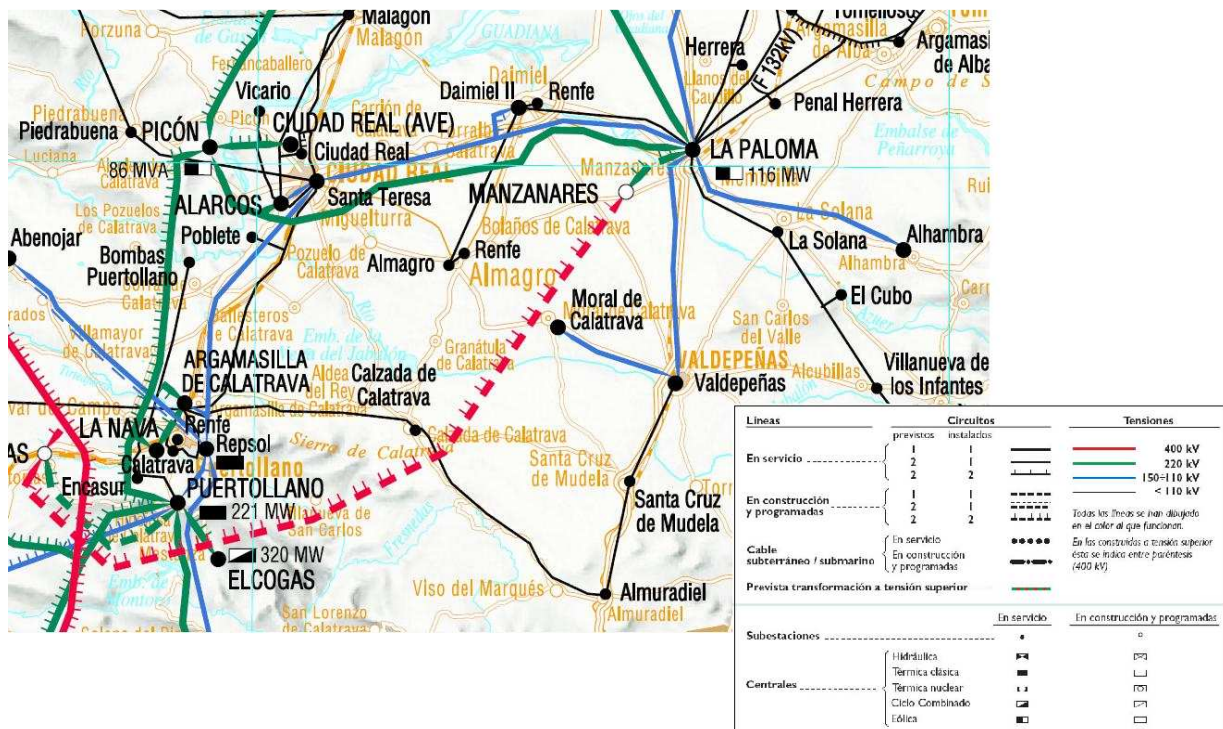
Los tiempos de ajuste de la *protección fallo interruptor* están comprendidos entre 200 y 300 ms. siendo un ajuste habitual 250 ms.

## Apartado II. MEMORIA DESCRIPTIVA

### II.1. JUSTIFICACIÓN

Con el fin de incrementar las características de fiabilidad y calidad del servicio y dado el aumento de la demanda eléctrica que supondrá la próxima construcción de un polígono industrial en la zona de Consolación, barrio de Valdepeñas, hacen necesario construir una nueva subestación transformadora de 132/20 kV para alimentar en media tensión dicha zona. Cubriendo así las necesidades de la población y la demanda industrial actualmente en desarrollo con las debidas garantías de seguridad y regularidad.

Actualmente el pueblo de Valdepeñas se abastece de las subestaciones de Valdepeñas, Moral de Calatrava y La Paloma, según se muestra en la *figura 5*.



▲ Figura 5. Mapa transporte eléctrico de Valdepeñas (R.E.E.)

La nueva subestación eléctrica, se intercalará en la línea aérea de 132 kV existente que une las subestaciones de Valdepeñas y La Paloma, debido a que es la mejor situada geográficamente.

A tal efecto, se proyecta la construcción de la nueva subestación de transporte y distribución "Consolación" 132/20 kV, la cual contará con dos transformadores de potencia de 40 MVA.

El emplazamiento de la Sub. Consolación se describe en el siguiente punto *apartado II.2.- Emplazamiento*, quedando la composición básica de la misma descrito en el *apartado II.3.- Selección de configuración*.

## II.2. EMPLAZAMIENTO

Situado en el barrio de Consolación (Villanueva de Franco, Valdepeñas) junto a la autovía A-4 kilómetro 186.

Dado que la subestación dará servicio a dicho barrio y al polígono industrial situado en este, se ubicará en su periferia, de manera que las redes de media tensión que partan de ella no tengan que ser innecesariamente largas.



▲ Figura 6. Emplazamiento



### II.3. DESCRIPCIÓN Y JUSTIFICACIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA

Respecto a las configuraciones más típicas de los parques de alta tensión, se elige para el parque de 132 kV una configuración en doble barra con acoplamiento transversal. Frente a configuraciones como la de interruptor y medio, este esquema presenta una flexibilidad de operación y mantenimiento aceptable y un coste menor, a pesar de que la actuación de la protección diferencial de barras o de fallo de interruptor puede poner fuera de servicio todos los circuitos conectados a una barra, contingencia que se podría solventar con el esquema en interruptor y medio, aunque en este caso el esquema de protección sería bastante más complicado. Por eso y porque es importante las interconexiones al mismo nivel de tensión, para que un fallo en cadena no afecte un área demasiado extensa, se elige la configuración doble barra. Además la subestación va a dar servicio a una zona urbana, por lo que la calidad e ininterrumpibilidad de servicio son prioritarias. Esta configuración permite una mayor versatilidad de operación tanto para mantenimiento como para gestión de posibles averías o para cualesquiera otros aspectos de gestión de la red.

Para el parque de 20 kV, se selecciona un esquema compuesto por dos grupos de posiciones independientes, cada uno en configuración doble barra con acoplamiento transversal, acoplables entre sí por un acoplamiento longitudinal. Cada transformador de potencia alimentará los dos bloques conectando cada secundario a un bloque de las mismas. Esta configuración favorece la continuidad del servicio ante cualquier perturbación, con una gran flexibilidad tanto en la operación como en el mantenimiento del parque. Dada la importancia de la instalación en cuanto al número de líneas de distribución y la potencia transportada, no se contempla la posibilidad de la simple barra en este parque.

Como se ha dicho anteriormente, se ha dotado a la subestación de dos transformadores trifásicos de potencia 132/20 kV de 40 MVA para aumentar la versatilidad y posibilidades de explotación de la subestación, así como para reducir las interrupciones del servicio en caso de averías o mantenimiento. Este hecho favorece la facilidad de una futura ampliación sin pérdida de suministro.

En operación normal, los dos trafos trabajarán en paralelo de forma que si uno de ellos quedase fuera de servicio no implicaría necesariamente un corte de suministro. Al contar con dos tramos de barras dobles unidos por sendos acoplamientos longitudinales, aumenta aún más las posibilidades de explotación y ampliación sin pérdida total del servicio. Como se ha comentado antes, la pareja de

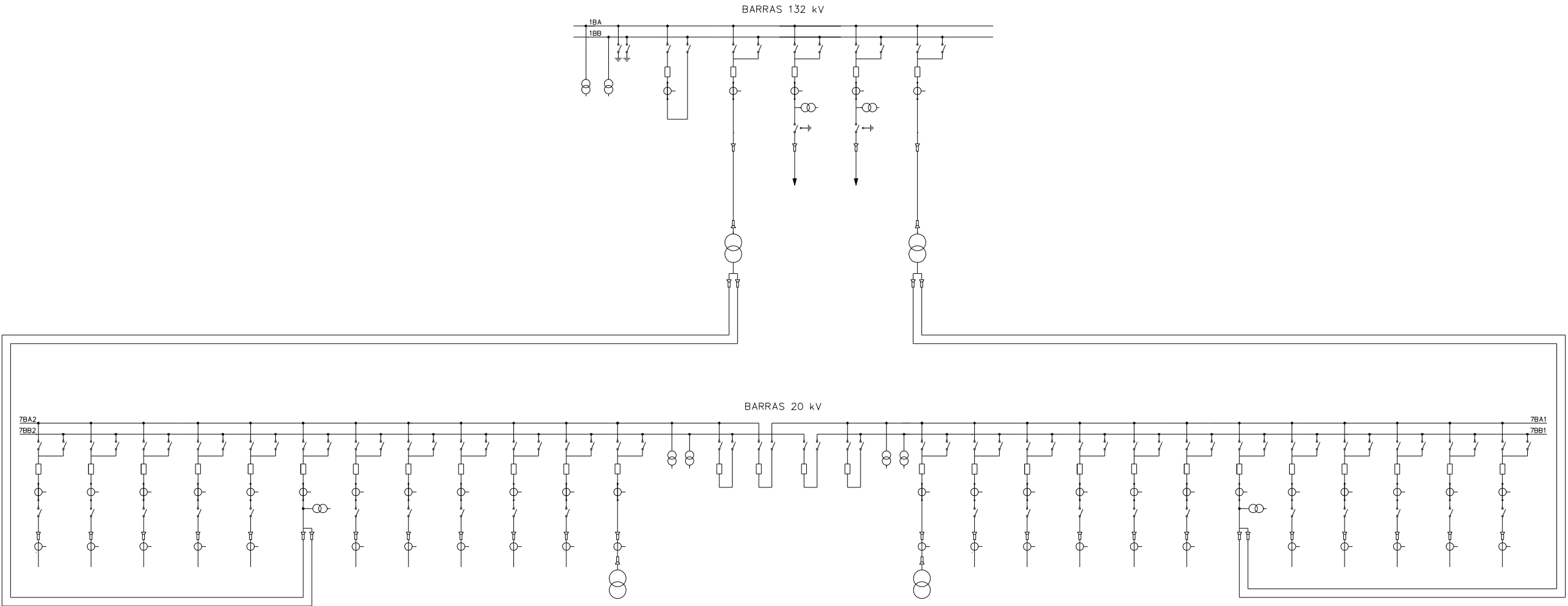
transformadores trabajarán en paralelo, y, por tanto, los acoplamientos longitudinales cerrados.

El parque de 132 kV constará de dos líneas, denominadas L/Valdepeñas y L/Paloma y dos posición de transformador de 132/20 kV.

Para la distribución de la energía se ha previsto el montaje de 20 líneas de 20 kV. Como se trata de una subestación que dará servicio a varias zonas que ya contaban con suministro, existen varias posibilidades de desarrollo para las líneas de media tensión. Pueden tenderse líneas totalmente nuevas hasta los centros de transformación existentes o pueden conectarse los tramos de línea nuevos provenientes de Consolación a puntos intermedios de las líneas de media tensión existentes, y provenientes de otras subestaciones. El optar por una u otra alternativa dependerá del caso particular de cada línea de las existentes, de su traza, de su estado, tasa de fallos, etc.

El esquema unifilar de la subestación, que puede verse más detalladamente en el plano *MGM001. Esquema eléctrico unifilar del Anexo II. Planos y documentación*, está representado en la *figura 7* de la página siguiente.





▲ Figura 7. Esquema Unifilar

## II.4. SISTEMA ELÉCTRICO DE 132 kV

### II.4.1. Descripción

El parque de 132 kV se compone de dos posiciones de línea, dos posiciones de transformador, una posición de acoplamiento transversal de barras y una posición de medida y puesta a tierra. Dichas posiciones están conectadas entre sí por un juego de barras dobles.

Toda la aparamenta se dispondrá sobre soportes metálicos, a la altura suficiente para que el punto en tensión más bajo supere la altura mínima exigida por el Reglamento. En el *apartado II.4.1.1. Disposición de embarrados* de la Memoria se justifican las distancias mínimas contempladas en este Proyecto.

La aparamenta a emplear, responde a las tensiones de ensayo para frecuencia industrial y de choque, que fija el *MIE-RAT-12* siendo sus características fundamentales descritas en el *apartado II.4.2. Características de la aparamenta de 132 kV*

#### **II.4.1.1. Disposición de embarrados**

Los embarrados principales y auxiliares, se resolverán con el tipo de conductor más adecuado, teniendo en cuenta para ello, las intensidades de corriente en servicio continuo y la capacidad precisa para soportar los esfuerzos electrodinámicos por solicitaciones de cortocircuito, sin que se produzcan deformaciones permanentes.

Las barras principales de 132 kV están constituidas con tubo de aleación de aluminio de 80/70 mm de diámetro, equivalente a 1180 mm<sup>2</sup> de sección nominal, que admite un paso de corriente permanente a 1760 A.

Los embarrados auxiliares, es decir las conexiones tendidas y conexiones flexibles entre aparatos, se realizarán con cable de aluminio Arbutus de 26,08 mm de diámetro equivalente a 400 mm<sup>2</sup> de sección nominal, que admite un paso de corriente permanente de 906 A.

$$P = \sqrt{3} \cdot U_N \cdot I_N$$
$$P = \sqrt{3} \cdot 132 \cdot 1,760 = 402,40 \text{ MVA}$$
$$P = \sqrt{3} \cdot 132 \cdot 0,960 = 219,48 \text{ MVA}$$

Estos valores son superiores a la potencia instalada.

Con el fin de absorber las variaciones de longitud que se produzcan en los embarrados de 132 kV por efecto de cambio de temperaturas, se instalarán piezas de

conexión elásticas, en los puntos más convenientes, que permitan la dilatación de los tubos sin producir esfuerzos perjudiciales en las bornas de la aparamenta.

Los embarrados rígidos se sustentan sobre aisladores soporte del tipo columna, de las siguientes características:

Embarrado principal:

Tensión nominal	145 kV
Tensión soportada bajo lluvia	275 kV
Tensión soportada bajo choque	650 kV. Cresta
Carga de rotura a flexión	4000 Nm
Carga de rotura a torsión	3000 Nm

#### II.4.1.2. Distancias mínimas y niveles de aislamiento

##### Distancias mínimas

De acuerdo con el nivel de aislamiento adoptado y según lo indicado en las Instrucciones Técnicas Complementarias *MIE-RAT-12* en 132 kV, las distancias mínimas fase-tierra y entre fases son de 90 cm.

Las distancias adoptadas entre ejes de fases y entre fases y tierra son de 104 cm y 107 cm respectivamente, con lo cual las distancias entre partes metálicas y partes en tensión y entre fases resultan ser superiores a las mínimas exigidas.

Por otra parte, todos los elementos en tensión en las zonas accesibles estarán situados a una altura, sobre el suelo, superior a 230 cm, según lo indicado en la instrucción *MIE-RAT-15* p.3.1.5. En nuestro caso, el punto más bajo en 132 kV está situado a 370 cm cumpliéndose, por tanto, la exigencia mencionada anteriormente.

La distancia entre el cerramiento y las zonas en tensión es superior a 120 cm cumpliendo de esta forma lo indicado en la instrucción *MIE-RAT-15* p.3.2.

##### Aislamiento

Los materiales que se emplearán en esta instalación serán adecuados y tendrán las características de aislamiento más apropiadas a su función.

Los niveles de aislamiento que se han adoptado, tanto para los aparatos como para las distancias en el aire, es el correspondiente al nivel de aislamiento pleno 145 kV CEI, es decir que soporta 550 kV a impulso tipo rayo y 230 kV a frecuencia industrial durante un minuto.

### II.4.2. Características de la aparamenta de 132 kV

Las características principales de la aparamenta a instalar en el parque de 132 kV son las siguientes:

#### **II.4.2.1. Interruptores**

Para la apertura y cierre en carga de las posiciones de 132 kV (acoplamiento, líneas y trafos), se ha previsto la instalación de un interruptor automático tripolar de SF6 intemperie de ABB tipo LTBI45DI/B

*Características generales.*

Tensión de servicio	145 kV
Frecuencia	50 Hz
Intensidad nominal de servicio	2500 A
Poder de corte nominal bajo cto.	31,5 kA
Poder de cierre nominal bajo cto. (va. Cresta)	78,8 kA
Tensión ensayo 1 minuto 50 Hz	275 kV
Tensión de ensayo con onda 1,2/50 $\mu$ s	650 kV

En aparatos tripolares, los tres polos están montados sobre un chasis común y son accionados con un mando motorizado a resortes, que se acopla a ellos por medio de transmisiones mecánicas de acreditado funcionamiento.

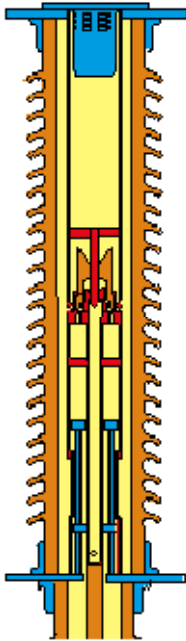
El aislamiento fase-tierra, está formado por un aislador soporte de porcelana y la barra aislante que se encuentra en su interior.

El recinto interno de cada polo, está lleno de gas SF6 bajo una presión de servicio controlada (0,7 MPa) que garantiza el pleno poder de corte y características de aislamiento hasta una temperatura de -25° C sin necesidad de calefacción adicional.

El nivel de ruido durante las maniobras de apertura y cierre, es tan reducido, que este tipo de interruptor puede ser instalado en zonas habitadas.

#### Conexión y desconexión.

Los polos interruptores funcionan según el principio Auto-Puffer con un cilindro propulsor dividido en dos cámaras. Una sección Auto Puffer y una sección de compresión.



Al cortar corrientes nominales, el gas SF<sub>6</sub> se comprime en la sección de compresión formando una sobrepresión. Cuando los contactos del arco de luz se separan, el gas comienza a pasar y extingue el arco en el pasaje por cero.

Al cortar corrientes de cortocircuito, la presión de corte necesaria se forma en el Auto- Puffer por el calentamiento del arco. De esta manera aumenta la presión con la energía del arco sin necesitar energía del mecanismo de operación.

Al activarse, el cilindro propulsor es empujado hacia arriba, por lo que los contactos se cierran y el cilindro se llena nuevamente con gas.

◀ Figura 8. Polo de interruptor activado

#### II.4.2.2. Seccionadores

Para poder efectuar seccionamientos en los circuitos de 132 kV, se ha previsto el montaje de seccionadores tripolares de intemperie de Areva tipo SG3C.

- Posiciones de transformador. Dos seccionadores de barras sin puesta a tierra.
- Posiciones de línea. Dos seccionadores de barras sin puesta a tierra y un seccionador de línea con puesta a tierra.
- Posición de acoplamiento. Dos seccionadores de barras sin puesta a tierra.
- Posiciones de barra. Dos seccionadores de barras con puesta a tierra.

Tensión de servicio	145 kV
Frecuencia	50 Hz
Intensidad nominal de servicio	2000 A
Poder de corte nominal bajo cto.	31,5 kA
Poder de cierre nominal bajo cto. (va. Cresta)	80 kA
Tensión ensayo 1 minuto 50 Hz	275 kV
Tensión de ensayo con onda 1,2/50 $\mu$ s	650 kV

El seccionador es tripolar de intemperie y está formado por tres polos independientes, montados sobre una estructura común.

Cada fase consta de tres columnas de aisladores.

#### Conexión y desconexión.

El accionamiento en los tres polos se hace simultáneo con un mando único, mediante un sistema articulado de tirantes de tubo, ajustados, que permiten que la maniobra de cierre y apertura en las tres fases, esté sincronizada.

Tanto las cuchillas principales de los seccionadores de barras, como las de los seccionadores de línea, son accionados con un mando motorizado AE-89.

Las cuchillas de la puesta a tierra de los seccionadores de línea son accionados con un mando manual.

### **II.4.2.3. Transformador de intensidad**

Montados junto al interruptor, se instalarán tres transformadores de intensidad de Artech tipo CH-145 que alimentarán los circuitos de medida y protección.

Las características principales de estos transformadores son las siguientes:

Tensión de servicio	145 kV
Relación de transformación	
Posiciones de transformador	<u>200</u> -400-800/5-5-5-5 A
Posiciones de línea y acoplo transversal	300-600- <u>1200</u> /5-5-5-5 A
Intensidad nominal de servicio	
Arrollamiento de Facturación	15 VA cl. 0,2s
Arrollamiento de Medida	30 VA cl. 0,5
Arrollamiento de Protección (3)	50 VA 5P20
Poder de corte nominal bajo cto.	31,5 kA
Poder de cierre nominal bajo cto. (va. Cresta)	80 kA
Tensión ensayo 1 minuto 50 Hz	275 kV
Tensión de ensayo con onda 1,2/50 $\mu$ s	650 kV
Sobreintensidad admisible en permanencia	1,2 x $I_n$ primaria

#### II.4.2.4. Transformador de tensión

Montados en las posiciones de línea entre el transformador de intensidad y la autoválvula, se instalará un transformador de tensión de Arteche tipo UTE-I45 para los circuitos de medida y protección. Al igual que en las posiciones de barras, que se montarán seis, uno para cada fase de cada barra. Las características principales de estos transformadores son las siguientes:

Tensión de servicio	132 kV
Tensión de aislamiento	145 kV
Relación de transformación	$132000/\sqrt{3} : 110/\sqrt{3} - 110/\sqrt{3} - 110 V$
Potencias y clases	
Facturación	25 VA cl. 0,2s
Medida y Protección	180 VA cl. 0,5-3P
Medida y Protección	150 VA cl. 0,5-3P
Frecuencia	50 Hz
Temperatura (mínima/máxima)	-25/40 °C
Factor de tensión	1,5 Un/30 seg.

#### II.4.2.5. Autoválvulas

Montadas en un soporte junto al transformador de potencia, lado 132 kV, y a las salidas de las líneas se han previsto tres autoválvulas de protección contra sobretensiones de Siemens tipo 3EP. Las características principales de estas autoválvulas son las siguientes:

Tensión nominal	132 kV
Tensión de operación continua	105 kV
Corriente de descarga	18/20 kA
Tensión ensayo 1 minuto 50 Hz	275 kV
Tensión de ensayo con onda 1,2/50 µs	650 kV
Sobreintensidad admisible en permanencia	1,2 x I <sub>n</sub> primaria

### II.4.3. Filosofía de medida, protección y control de las Líneas de 132 kV

La subestación Consolación cuenta con dos posiciones de línea, fruto de conectarse a la red de 132 kV intercalada en lo que era la línea Valdepeñas-La Paloma.

- Línea Valdepeñas 132 kV Pos. 102 (Distancia de la línea 16,5 km.)
- Línea La Paloma 132 kV Pos. 103 (Distancia de la línea 15,5 km.)

Cada una de estas posiciones cuenta con dos seccionadores de barras (*apartado II.4.2.2. Seccionadores*), un interruptor (*apartado II.4.2.1. Interruptores*), tres transformadores de intensidad (*apartado II.4.2.3. Transformadores de intensidad*), un transformador de tensión (*apartado II.4.2.4. Transformadores de tensión*) y un seccionador de línea con puesta a tierra (*apartado II.4.2.2. Seccionadores*).

Consideraremos a ambas líneas de primer nivel ya que la red es muy mallada. Según este criterio, las protecciones de las líneas serán las detallas a continuación:

#### Protección de distancia [21]

Como consecuencia de la extensión y mallado de la red de transporte, es prácticamente imposible conseguir ajustes selectivos utilizando unidades de protección, cuyo principio de funcionamiento se base en la medida de la sobreintensidad y su dirección a la falta.

Además en ciertos casos concretos de la explotación de la red, la intensidad de falta puede ser inferior a la máxima corriente de carga.

Para la protección de la red de transporte, es necesario por tanto un sistema que utilice un principio de operación diferente. Este principio de operación está basado en la medida de la impedancia de la línea, obtenida como el cociente entre la tensión y la intensidad en el punto de medida de la protección.

Como la impedancia es de alguna forma una función lineal de la longitud de la línea, permite utilizar como criterio selectivo la distancia.

Estas protecciones son de alcance indefinido o abiertas, lo que significa que no es necesario realizar ninguna comparación entre terminales remotos para conseguir selectividad, por lo que, en principio, no precisa ningún sistema de comunicación para su funcionamiento básico.

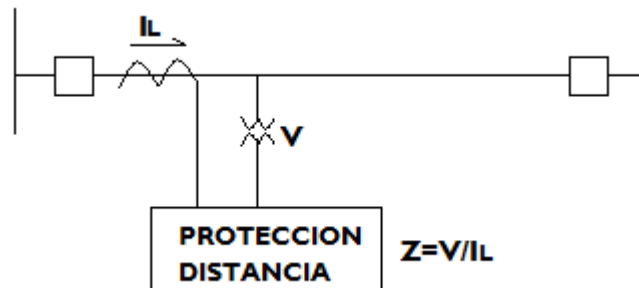
La selectividad ha de conseguirse con unos adecuados valores de impedancia y tiempo.



La protección puede medir la impedancia en tres situaciones diferentes:

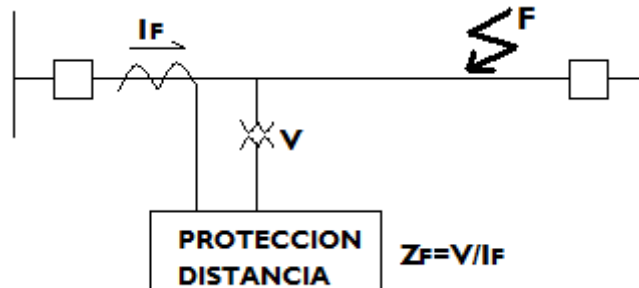
- Operación normal.
- Situación de falta.
- Condición de pérdida de estabilidad.

Durante la operación normal la protección mide la impedancia de la carga del sistema, según se muestra en la *figura 9. Operación normal*.



▲ Figura 9. Operación normal

Ante una situación de falta, la protección expresa la impedancia que presenta el bucle protección-falta-protección, proporcional a la distancia de la falta, tal y como se muestra en la *figura 10. Falta en la línea*.



▲ Figura 10. Falta en línea

Si se da una condición de pérdida de sincronismo la impedancia oscila en la forma característica en que lo hace el sistema.

Los problemas que pueden afectar a la precisión de la protección de distancia son variados:

- Subalcance por resistencia de falta
- Sobrealcance de la protección en los períodos transitorios.
- Errores de los transformadores de intensidad y tensión.
- Errores de las propias unidades de medida.

Esto plantea problemas de selectividad, siendo necesario el empleo de zonas o escalones de medida para conseguir la protección total de la línea, y protección de reserva para las adyacentes.

El sistema tradicionalmente adoptado consta de tres zonas:

- Una primera zona instantánea que alcanza el 80% de la línea.

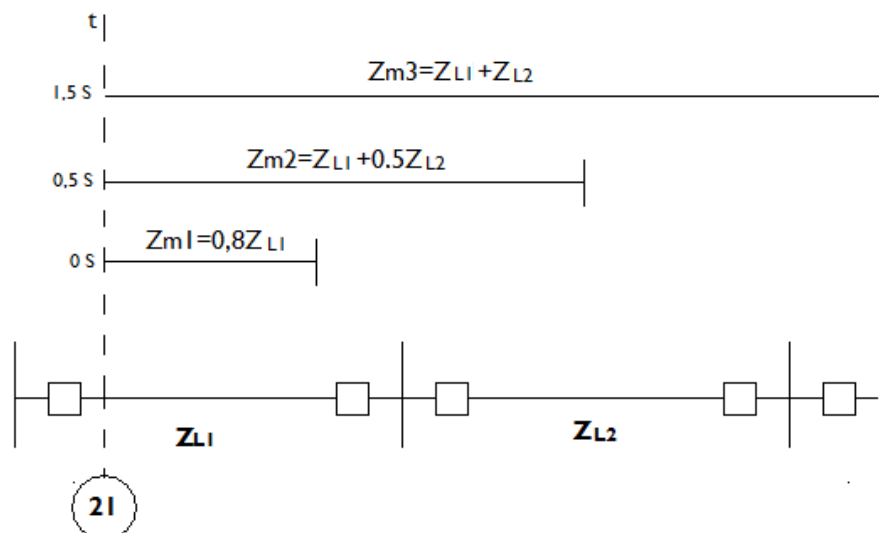
$$Z_{m1} = 0,8Z_{L1}$$

- Las faltas situadas en el 20% final de la línea deberán ser detectadas por una segunda zona, que cubre la línea protegida más la mitad de la línea adyacente más corta (el retardo de esta zona oscila entre 0,3 y 0,5 segundos).

$$Z_{m2} = Z_{L1} + 0,5Z_{L2}$$

- La tercera zona tiene una cobertura que suele ser 1,2 veces la impedancia medida por el relé para faltas en el extremo de la línea adyacente (la temporización de esta zona suele ser del orden de 1 a 1,5 segundos). Es muy habitual dotar a la tercera zona de un ligero alcance en contradierección para cubrir faltas en los embarrados.

Debido al gran alcance de la tercera zona, se deberá impedir que actúe en condiciones de carga máxima especialmente en las características poligonales con elevado alcance resistivo.



▲ Figura 11. Alcances de una protección de distancia de 3 zonas.

En este equipo pueden programarse hasta 5 zonas de impedancia dependiendo del tiempo que se retarda el disparo (cuanto más cercana sea la falta, con menos retardo se dispara el interruptor).

En resumen, con los valores proporcionados por los transformadores de tensión e intensidad de la posición, esta protección calcula la impedancia de

la línea, y ordena el disparo del interruptor cuando ésta desciende de un valor determinado.

Esta protección es más sensible que la de sobreintensidad, porque detecta intensidades de falta también en condiciones de carga baja, cuando la corriente de falta puede no ser superior al umbral al que está tarada la de sobreintensidad.

En conclusión, esta protección es la más importante de la posición, y la que actúa como protección principal.

Está incluida en el equipo MICOM P444.

#### Protección de sobreintensidad [50-51]

El objeto de la protección de sobreintensidad es detectar incrementos de intensidad que superen su nivel de ajuste, ordenando la desconexión del elemento protegido.

Las principales características de este tipo de protección son:

- Sencillez constructiva y de utilización
- Su relación con la mayoría de los efectos de las perturbaciones.
- Su carácter no selectivo.

En función del tiempo de operación forman tres grandes grupos.

- Instantáneas.
- De tiempo fijo.
- De tiempo inverso.

Las unidades instantáneas proporcionan una salida cuando la intensidad medida supera el umbral de ajuste establecido. Se utiliza para la detección y eliminación rápida de cortocircuitos (el tiempo de operación puede variar entre 10 y 100 ms. según la tecnología empleada).

Las unidades de tiempo fijo operan siempre en el mismo tiempo para todo valor de intensidad superior al calibrado.

En las unidades de tiempo inverso el tiempo de operación es función de la magnitud de la intensidad medida. La característica de operación en estas unidades puede ser de tres tipos (normal inversa, muy inversa o extremadamente inversa).

Ninguna de estas unidades es inherentemente selectiva ya que detectan faltas fuera de la zona protegida. La selectividad se logra en base a la sensibilidad de su ajuste conjuntamente con el tiempo de operación y puesto que son protecciones que operan en cualquier dirección, su uso como protección

principal se circunscribe al sistema de 20 kV donde el coste juega un papel importante a la hora de elegir la protección.

En nuestras líneas y máquinas de 132 kV aplicaremos esta protección como protección de apoyo, ya que las protecciones principales se basan en principios más complejos.

También se utilizan en determinadas funciones de protección como:

- Protección fallo interruptor.
- Protección de cuba de transformadores.
- Supervisión de disparos de otras funciones.

En resumen, esta protección se subdivide en dos: instantánea y temporizada. La instantánea dispara el interruptor cuando la intensidad supera un valor máximo programado. Por el contrario, la temporizada dispara si la intensidad supera un determinado valor durante un cierto tiempo.

Pueden programarse cinco características de funcionamiento, cuatro preprogramadas y una configurable por el usuario. Así, puede elegirse el retardo del disparo para una misma intensidad en función de las necesidades existentes.

Esta protección actúa como protección de apoyo a la de distancia y está integrada en el equipo 7IVD-S, del fabricante ZIV.

#### Relé de sincronismo [25]

Estos relés tienen como objetivo efectuar la comprobación de sincronismo antes de permitir el cierre del interruptor.

Son básicamente dispositivos monofásicos que reciben tensiones simples de la misma fase. El ángulo entre estas dos tensiones es el que ha de considerarse para efectuar la comprobación del sincronismo.

Generalmente estos relés se aplican en aquellos casos en que las partes del sistema que van a ser acopladas están interconectadas a otros puntos de la red. El hecho de que ambas partes estén en sincronismo no excluye la posibilidad de que haya una diferencia angular entre las tensiones de ambos lados debida al flujo de carga.

Para aquellas aplicaciones que requieran el cierre del interruptor con línea o barra sin tensión, se emplean detectores de mínima tensión 27B Y 27L que forman parte del relé.

En conclusión, se trata de una protección que supervisa si la tensión a ambos lados del interruptor comparte frecuencia, desfase y módulo para permitir su cierre. Esta función viene integrada en el equipo MICOM P444.

#### Protección de sobreintensidad direccional [67N]

Existen configuraciones de la red donde las intensidades de falta no circulan en un solo sentido como ocurre en un sistema radial. En un sistema mallado, como es el de 132 kV, al ser varias las alimentaciones, resulta imposible coordinar las características de operación en base a un nivel de intensidad e índices de tiempo. En estas circunstancias es preciso considerar como variable de coordinación el sentido del flujo de potencia.

Las unidades de sobreintensidad descritas se deben complementar con elementos adicionales que detectan el sentido de circulación de la corriente. Estos elementos se denominan Unidades direccionales. Su operación junto con las unidades de sobreintensidad conforman la Protección direccional de sobreintensidad.

En consecuencia una protección direccional de sobreintensidad está constituida por dos o tres unidades o elementos:

- Elemento direccional.
- Elemento de sobreintensidad de tiempo inverso.
- Elemento de sobreintensidad instantáneo.

En conclusión, en las redes malladas no es suficiente con abrir un único interruptor cuando se detecta una falta. Por ello, para aumentar la selectividad del sistema de protección, y no disparar más interruptores de los necesarios, se dota a la protección de sobreintensidad de la capacidad de conocer en qué sentido fluye la energía. Así, este tipo de protecciones se taran para que la dirección de actuación sea aquella en la que la energía fluye desde las barras hacia la línea, lo que significa que la sobreintensidad está motivada por una falta en la línea a la que protege el equipo, y no en otro punto por lo que este equipo no debe ordenar disparo.

#### Reenganche [79]

Existe un elevado número de perturbaciones transitorias donde la desenergización de la línea es suficiente para interrumpir el arco eléctrico y dejarla en condiciones de ser energizada de nuevo.

Se han desarrollado, por tanto, dispositivos automáticos que cierran el interruptor tras un corto período de tiempo después del disparo.

Las consideraciones más importantes en la aplicación del reenganche son el mantenimiento de la estabilidad y el sincronismo.

En estas redes solamente se utiliza el reenganche cuando las protecciones han disparado instantáneamente (primeros escalones de la protección). Si el disparo se produce después de 0,2-0,3 seg. desde el inicio de la falta el reenganche debe ser bloqueado.

Los reenganchadores rápidos son generalmente de un solo ciclo de reenganche. Más intentos con los altos niveles de falta existentes pueden ocasionar problemas de estabilidad.

Los tipos de reenganche más comunes son:

- Reenganche monofásico.
- Reenganche trifásico.

Al ser la mayoría de las faltas monofásicas es normal abrir solamente la fase afectada.

El reenganche monofásico proporciona un importante soporte de cara al mantenimiento del sincronismo, durante el tiempo de reenganche. Esto hace que sea especialmente preferente cerca de grandes grupos de generación, donde las reconexiones trifásicas sobre falta producen grandes esfuerzos en los ejes de los generadores.

Las principales desventajas del reenganche monofásico son:

- Una mayor complejidad de los circuitos de disparo, que han de ser independientes.
- Un sistema de protección capaz de discernir que fase está en falta.

Un disparo monofásico origina una falta serie y como consecuencia una situación desequilibrada. La aparición de componentes de secuencia negativa y homopolar puede causar una operación incorrecta de las protecciones sensibles a estas magnitudes.

En nuestro caso, en cambio utilizaremos el reenganchador trifásico, en cuyo caso todos los polos del interruptor deben abrir a la vez, con independencia del tipo de falta. Transcurrido el tiempo de reenganche se cierran todos al mismo tiempo.

La ventaja de este sistema comparado con el monofásico es la simplicidad de la protección y de los circuitos auxiliares. No existe situación desequilibrada durante el tiempo de reenganche. La desventaja es la posibilidad de pérdida de sincronismo.

El primer requerimiento para la aplicación del reenganche es el conocimiento de las características del sistema. Es decir, determinar el

tiempo máximo permisible en el despeje de la falta, en función de la variación del ángulo de carga, para que no produzca pérdida de estabilidad.

Si una línea interconecta dos sistemas de generación, el interruptor debe ser disparado y reenganchado durante un tiempo suficientemente corto para que el deslizamiento del ángulo de fase, que depende de la inercia de ambos sistemas, se mantenga dentro de unos valores admisibles.

Por el contrario, en un sistema altamente interconectado como es el nuestro, el sincronismo no se pierde por el disparo de una sola línea, de manera que el reenganche se podría iniciar una vez desaparecidas las oscilaciones motivadas por la apertura de la línea.

Para la función de reenganche se utilizan una serie de términos como son:

- Tiempo de seguridad. Tiempo que transcurre después de un cierre manual, durante el cual el reenganchador no actúa.
- Tiempo de reenganche. Tiempo que transcurre desde que el interruptor abre, hasta que emite la orden de cierre.
- Tiempo de reposición. Tiempo que transcurre desde que emite la orden de cierre hasta que queda en condiciones de iniciar un nuevo ciclo.

En resumen, dado que la mayoría de las faltas son transitorias, tras un disparo se intenta poner de nuevo en servicio la línea cerrando el interruptor pasado un breve espacio de tiempo. El reenganche sería trifásico, dado que nosotros cerraríamos los 3 polos del interruptor simultáneamente, ya que nuestro interruptor comparte el mando de los 3 polos y además, como se ha dicho anteriormente, el disparo de una línea no supondría la pérdida de sincronismo (sistema mallado). Número de reenganches y tiempo entre ellos son totalmente configurables por software en la protección MICOM P444, donde va integrado el reenganchador.

Además, esta protección se puede inhabilitar en campo con un mando dispuesto a tal efecto para evitar que el interruptor se cierre tras disparos por pruebas o en labores de mantenimiento de la línea, con el peligro que ello comportaría para la seguridad.

### Supervisión de bobinas [3]

Función integrada dentro del equipo ZIV 7IVD que hace pasar una pequeña corriente por las bobinas de disparo de los interruptores, pero no suficiente para accionarlas. Con esta corriente se verifica la continuidad de las mismas y se detecta cuando hay fallo en alguna, con el consecuente peligro de que no se dispare el interruptor ante una falta. En caso de no verificarse la continuidad se informa al telecontrol.

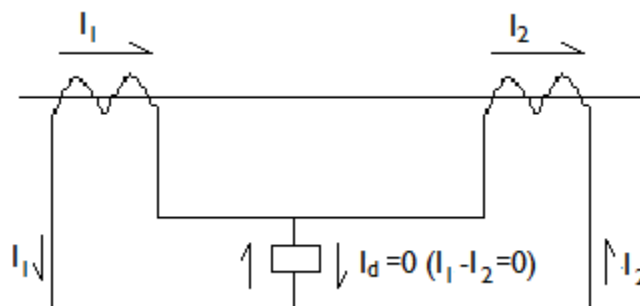
### Protección diferencial de línea [87L]

Para poder entender correctamente el funcionamiento de la protección diferencial de línea, describiremos brevemente el funcionamiento de una protección diferencial.

Es una protección de alcance definido que tiene como misión detectar cortocircuitos dentro de los límites que abarca la protección. Se utiliza principalmente para proteger sistemas donde es necesario alta selectividad y rapidez.

Su funcionamiento se basa en la comparación de las intensidades en todos los extremos de la zona a proteger. Cualquier relé conectado a modo diferencial puede ejercer esta función, lo que indica que lo que más influye no es el aspecto constructivo del relé sino su forma de conexión.

El tipo más utilizado es el relé diferencial de intensidad.

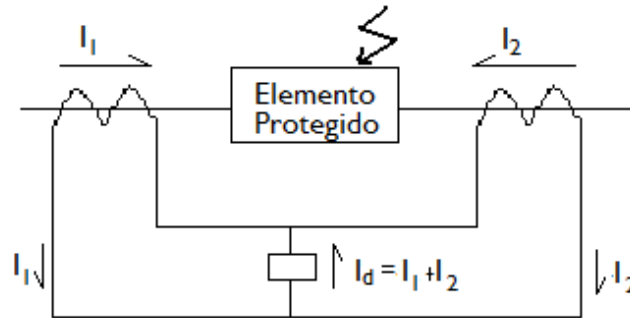


▲ Figura 12. Protección diferencial. Falta externa

Cuando la falta se encuentra fuera del alcance de la protección la intensidad diferencial es nula.

Mientras que si el defecto está dentro del alcance de la protección, la intensidad será proporcional a la intensidad del defecto.

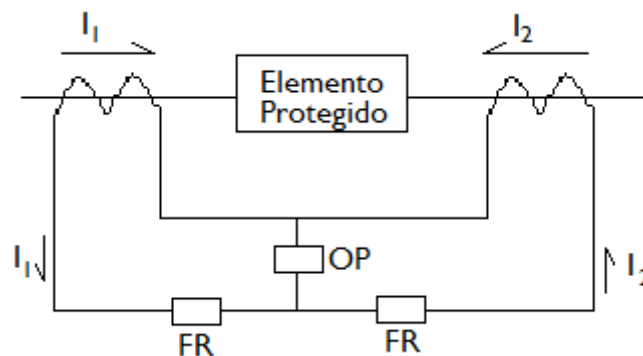




▲ Figura 13. Protección diferencial. Falta interna

Si los transformadores de intensidad fueran lineales en todo su rango de operación sería suficiente con un simple detector de nivel de intensidad que vigilara el circuito diferencial. En la práctica los trafos de intensidad no tienen este tipo de comportamiento y durante defectos externos severos pueden saturarse, desequilibrando el circuito diferencial y produciendo disparos no selectivos. También hay que tener en cuenta que en los primeros ciclos de una falta, no sólo puede producirse una falta de elevada intensidad, sino además una fuerte asimetría en las formas de onda de la corriente, que favorece la saturación. Para solventar estos problemas se utiliza la protección diferencial porcentual que da una mayor estabilidad a la protección ante defectos externos.

Esta protección se basa en una magnitud de frenado y una magnitud de operación. La magnitud de frenado, tiende a bloquear la protección y la magnitud de operación a provocar su actuación.



▲ Figura 14. Protección diferencial porcentual.

La magnitud de frenado (FR) se consigue en las bobinas de frenado. Y es proporcional a:

$$\frac{i_1 + i_2}{2}$$

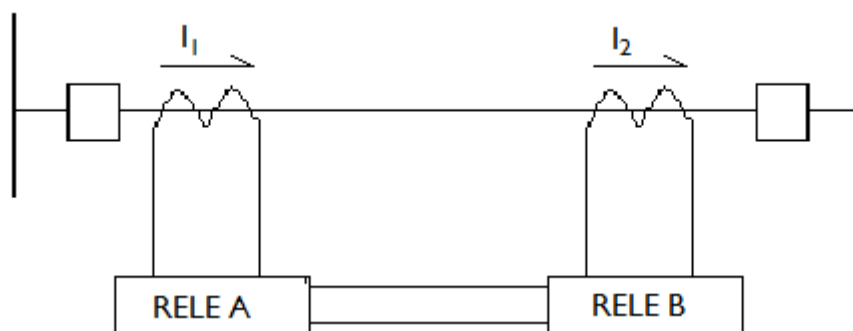
La magnitud de operación (OP) la proporciona la bobina diferencial y es proporcional a:

$$i_1 - i_2$$

La corriente diferencial requerida para hacer actuar al relé depende ahora de la bobina de frenado.

Estas protecciones operan bajo el principio de baja impedancia y presentan una adecuada estabilidad en faltas externas cuando se aplican a generadores, reactancias y transformadores de potencia (está protección diferencial, se utilizara para la posición de transformador, *apartado 11.5.1.*). Aunque las protecciones diferenciales para proteger embarrados y líneas son conceptualmente similares poseen aspectos particulares de aplicación que describiremos a continuación.

Para la protección de líneas se utiliza el criterio diferencial, realizando la medida de la magnitud y ángulo de todas las intensidades en la zona protegida.



▲ Figura 15. Protección diferencial básica.

El uso de esta protección se ha restringido a líneas muy cortas, con longitudes inferiores a 20 km (las nuestras son de 15,5 y 16,5 km), cuyos extremos se comunican habitualmente mediante hilos piloto de fibra óptica, recibiendo el nombre de protección diferencial de hilos piloto.

La protección puede ser de fases segregadas y no segregadas.

Las protecciones segregadas aplican el criterio diferencial a cada una de las fases. Es un sistema más costoso y tiene la ventaja de poder considerar el reenganche monofásico.

Las protecciones no segregadas combinan los valores de las intensidades de las tres fases en un único valor que se emplea para la comparación direccional. Esta combinación se consigue con transformadores mezcladores que producen una intensidad monofásica por suma vectorial de las intensidades de fase.

La intensidad de salida varía en función del tipo de falta y por tanto también la sensibilidad de la protección. Generalmente la mezcla de intensidades se realiza de forma que se tenga la mayor sensibilidad para faltas monofásicas.

Al depender el funcionamiento de esta protección del estado de los hilos pilotos es imprescindible disponer de un sistema de supervisión permanente que detecte un cortocircuito o la apertura de los mismos.

En conclusión, su principio de funcionamiento se basa en la Segunda Ley de Kirchhoff: “La suma algebraica de las corrientes en un nudo es cero”. Así, consideraremos que el nudo es la línea y aplicaremos este principio a la misma. En caso de una falta a tierra, o de algún tipo de derivación de corriente, no toda la corriente que pase por un extremo de la línea llegará al otro. Esta protección actúa cuando detecta una diferencia en las magnitudes de las corrientes circulantes por un extremo y otro de la línea, por lo que necesita comunicación con la otra punta y sendos equipos de teledisparo.

Según los criterios anteriores, el esquema de protección elegido es el representado en la colección Esquemas Unifilares de Protecciones adjuntado en el *Anexo II. Planos y documentación*.

Se realizará medida local de intensidad y tensión, y telemedida de tensión, intensidad y potencia activa y reactiva a través de telecontrol.

Todos los equipos de medida y protección anteriormente mencionados dispondrán de bloques de pruebas necesarios en los trabajos de pruebas y puesta en marcha.

La apertura y cierre del interruptor se podrá realizar en campo o a través de telecontrol, seleccionado las dos opciones a través de una maneta selectora, salvo la apertura local, que no estará supeditada a ningún condicionante. Los seccionadores de barras también serán maniobrables desde el despacho o en la misma subestación. En cambio, los seccionadores de puesta a tierra no podrán ser maniobrados desde telecontrol, solamente en local para poder emplearse con seguridad en tareas de mantenimiento. Todos los seccionadores, excepto el de puesta a tierra, son motorizados.

El cierre del interruptor estará enclavado por sincronismo ó ausencia de tensión en un lado del interruptor, tanto para el reenganche como para el cierre manual.

La maniobra de los seccionadores estará enclavada de forma que no sea posible poner a tierra zonas en tensión ni aplicar tensión a zonas puesta a tierra al cerrar un interruptor. Las funciones de aislamiento entre zonas en tensión y zonas puestas a tierra las deberán realizar los seccionadores, nunca los interruptores.

#### II.4.4. Filosofía de medida, protección y control del acoplo transversal

Dado que la subestación Consolación presenta una configuración de doble barra en el parque de 132 kV, cuenta con una posición de acoplamiento transversal de barras. En esta posición se realiza la transferencia de energía de una barra a otra cuando su interruptor está cerrado, o las aísla, cuando está abierto.

La operación de este interruptor es de suma importancia, pues puede definir el grado en que la red de 132 kV está mallada en el caso de que las líneas estén conectadas a diferentes barras. La explotación de redes malladas, no se realiza con toda la red de un mismo nivel de tensión interconectada, sino que se aíslan partes de la misma por medio de estos acoplamientos.

La posición de acoplamiento transversal cuenta con dos seccionadores de barras (*apartado II.4.2.2. Seccionadores*), un interruptor (*apartado II.4.2.1. Interruptores*) y tres transformadores de intensidad (*apartado II.4.2.3. Transformadores de intensidad*).

#### Protección de distancia [21]

El acoplamiento transversal se protege con protección de distancia, pero su filosofía de funcionamiento difiere ligeramente de la protección de distancia de las líneas. El principal motivo por el que se utiliza protección de distancia en el acoplamiento es su rapidez, superior a la de sobreintensidad. Esta protección actúa también como principal, apoyada por la de sobreintensidad. El hecho de que sea la protección más rápida aumenta la selectividad, puesto que ante una falta en barras, según la configuración de operación, puede despejarla antes de que actúe la diferencial de barras ahorrando así cortes en el suministro.

El disparo será trifásico. La protección tomará señal de tensión de los transformadores de tensión situados en barras. También supervisará la

continuidad de su circuito de disparo. Se debe incluir un conmutador o un relé biestable para desconectar el disparo de la protección durante maniobras, de forma que se evite el enlace rígido de barras.

#### Protección de sobreintensidad [50-51]

Actúa de manera idéntica a la de la posición de línea (*apartado II.4.3.*). También incluye protección de sobreintensidad de neutro, instantánea y temporizada.

#### Relé de sincronismo [25]

Descrita anteriormente en el *apartado II.4.3.* Permite el cierre del interruptor de acoplamiento de barras si las tensiones en ambas comparten frecuencia desfase y módulo.

#### Supervisión de bobinas [3]

Funcionamiento idéntico al descrito en el *apartado II.4.3.*

Según los criterios anteriores, el esquema de protección elegido es el representado en la colección Esquemas Unifilares de Protecciones adjuntado en el *Anexo II. Planos y documentación.*

Se realizará medida local y telemedida de intensidad a través de telecontrol.

Todos los equipos de protección anteriormente mencionados dispondrán de bloques de pruebas necesarios en los trabajos de pruebas y puesta en marcha.

La apertura y cierre del interruptor se podrá realizar en campo o a través de telecontrol, seleccionando las dos opciones a través de una maneta selectora, salvo la apertura local, que no estará supeditada a ningún condicionante. Los seccionadores de barras también serán maniobrables desde el despacho o en la misma subestación.

El cierre del interruptor estará enclavado por sincronismo ó ausencia de tensión en un lado del interruptor.

La maniobra de los seccionadores estará enclavada de forma que no sea posible poner a tierra zonas en tensión ni aplicar tensión a zonas puesta a tierra al cerrar un interruptor. Las funciones de aislamiento entre zonas en tensión y zonas puestas a tierra las deberán realizar los seccionadores, nunca los interruptores.

#### II.4.5. Filosofía de medida, protección y control de la posición de barras

La posición de barras cuenta con dos seccionadores con puesta a tierra (*apartado II.4.2.2. Seccionadores*) y seis transformadores de tensión (*apartado II.4.2.4. Transformadores de tensión*).

La posición de medida de barras dispondrá de las siguientes protecciones:

##### Protección diferencial de barras [87B]

Los requisitos básicos para la aplicación de la protección diferencial a embarrados son:

- Han de ser selectivas actuando solamente en faltas internas y teniendo en cuenta la configuración real del esquema de explotación en cada momento.
- Han de ser rápidas operando en tiempos del orden de un ciclo, dada la enorme energía involucrada en los defectos en barras. Tiempos superiores podrían causar serios problemas de inestabilidad y daños en la instalación.
- Deben ser muy fiables y seguras. Este tipo de protección puede afectar a un número importante de posiciones por lo que es un requerimiento crítico ya que la zona afectada puede ser muy importante.

Descrita anteriormente la protección diferencial en el *apartado II.4.3*, procederemos a particularizar en el caso de la protección diferencial de barras.

Esta protección aplica la Segunda Ley de Kirchhoff exclusivamente a las barras. En caso de detectarse una falta en barras abre todos los interruptores necesarios conectados a la misma para desenergizarla, y con ello despejar la falta. Esta función la realiza el equipo BUS1000 del fabricante General Electric.

La protección leerá la medida de intensidad de todas las posiciones de la subestación a través de sus transformadores de intensidad y se ajustará la intensidad nominal con unos transformadores auxiliares instalados en un armario adyacente a los bastidores de protecciones. Estos transformadores de intensidad auxiliares, son de GEPCE y tendrán las siguientes características:

- Relación de transformación: 5/0,2 - 0,4 - 0,6 - 0,8 - 1 - 1,6 A

Se enviará el estado de los seccionadores de cada posición para conocer a que barra está conectada cada línea o transformador. Esta protección

realizará también el enclavamiento de la posición de acoplamiento transversal para evitar el enlace rígido de barras.

*Protección de fallo de interruptor [50S-62]*

Si sucede que una protección ordena un disparo y el interruptor correspondiente no se abre, la protección de fallo de interruptor desenergiza la barra a la que está conectado mediante la apertura de los interruptores pertinentes para despejar la falta.

Es decir, disparará todas las posiciones conectadas a una barra en la que uno de los interruptores conectados a ella ha fallado en su operación de apertura ante una falta en su posición, de forma que la falta persista un tiempo excesivo y ocasione pérdida de estabilidad en el resto de la red.

Según los criterios anteriores, el esquema de protección elegido es el representado en la colección Esquemas Unifilares de Protecciones adjuntado en el *Anexo II. Planos y documentación*.

Por otro lado, se realizará medida de tensión de barras para facturación, medida local, telemedida, alimentación de las protecciones de distancia y relés direccionales de líneas así como de cualquier otro uso dónde se requiera esta tensión.

## II.5. TRANSFORMACIÓN

Como se ha comentado anteriormente, la subestación estará dotada de dos transformadores de 40 MVA de potencia cada uno. Se trata de dos unidades idénticas procedentes del fabricante EFACEC.

Sus características son las siguientes:

Relación de transformación	kV	132 $\pm$ 9 x 1,1% / 21,5		
Potencia nominal	MVA	40		
Grupo de conexión e índice horario		YNd11		
Frecuencia	Hz	50		
Impedancias de cortocircuito	(%)	13,7 – 14,4		
Impedancia transformador				
$Z_0 = Z_1$ (132 kV)	$\Omega$	2,47 + j73,61		
$Z_0 = Z_1$ (20 kV)	$\Omega$	0,0567 + j1,69		
Tipo de refrigeración		ONAN/ONAF		
		Lado 132 kV	Lado 20 kV	
Tensión nominal	kV	132	21,5	
Tensión máxima de servicio	kV	145	24	
Corriente nominal	A	175	1074	
Corriente pos. 2I (toma mínima)	A	194,4	1074	
Corriente pos. I (toma máxima)	A	159,0	1074	
Nivel de aislamiento		Línea	Neutro	
A frecuencia industrial	kV	275	95	50
A impulso tipo rayo (1.2/50 $\mu$ s)	kV	650	250	125
Calentamiento del aceite	K	60		
Calentamiento del cobre	K	65		
Temperatura ambiente máxima	°C	40		
Altitud máxima sobre el nivel del mar	M	1000		
Pesos				
Total	Kg	60000		
Aceite del transformador	Kg	14000		
Desencubado	Kg	30400		
Parte activa	Kg	30400		
Transporte con aceite	Kg	53000		
Devanados	Kg	9700		



El transformador incluye interiormente dos transformadores toroidales de intensidad, uno en la fase V del lado de 132 kV, y otro en la misma fase del lado de 20 kV para la protección de imagen térmica, que se detalla más adelante en el *apartado II.5.1*. Ambos transformadores toroidales poseen únicamente un devanado secundario, y sus características más relevantes se detallan a continuación.

	Lado 132 kV	Lado 20 kV
Relación de transformación	250/2	1300/2
Potencia nominal	10 VA	10 VA
Clase de precisión	cl. 10P2	cl. 10P2

Además, el transformador equipa un cambiador de tomas en carga del tipo M III 350 Y - 72.5/B - 12 23 3W, fabricado por MR. Consta de 23 pasos de regulación con 3 escalones intermedios iguales, por lo que se consiguen 21 pasos efectivos. El regulador está conectado en el lado de 132 kV, para evitar que maneje corrientes elevadas, y en el lado de neutro de los devanados, de manera que no es necesario que su aislamiento esté diseñado para tensiones muy altas.

Se trata de un regulador inversor, por lo que únicamente se dispone de 11 tomas de regulación y de un inversor, que permite duplicar los escalones de regulación conectando el devanado de regulación de forma que su flujo se suma u oponga al del devanado principal. El regulador posee tres modos de funcionamiento:

#### Automático

El regulador mantiene una tensión de consigna a la salida del transformador.

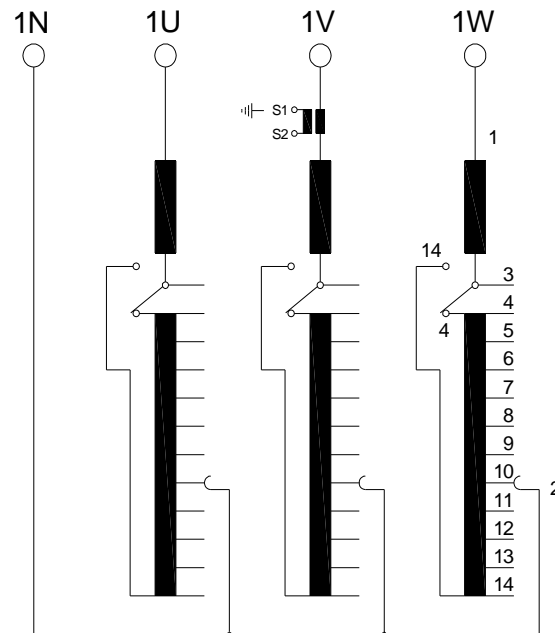
#### Manual

Las tomas del regulador se cambian localmente en campo con los mandos previstos a tal efecto.

#### Remoto

El regulador es comandado desde el despacho de operación, que puede enviar órdenes manuales de cambio de toma u órdenes automáticas para el mantenimiento de una tensión dada. Es el modo habitual de funcionamiento.

El esquema y características del regulador son las que siguen:



▲ Figura 16. Esquema del regulador

Tensión máxima

72,5 kV

Intensidad nominal

350 A

Las tensiones, corrientes y posiciones de los contactos del regulador están recogidas en la siguiente tabla.

Pos.	Contacto realizado		Tensión (V)	Corriente (A)
	Inversor	Selector		
1	3 - 4	2 - 14	152.320	113.7
2		2 - 13	150.688	114.9
3		2 - 12	149.026	116.2
4		2 - 11	147.424	117.5
5		2 - 10	145.792	118.8
6		2 - 9	144.160	120.1
7		2 - 8	142.528	121.5
8		2 - 7	140.896	122.9
9		2 - 6	139.264	124.4
10		2 - 5	137.632	125.8
11A		2 - 4	136.000	127.4
11B	3-4↓ 3-14↑	2 - 3		
11C	3 - 14	2 - 14		
12		2 - 13	134.368	128.9
13		2 - 12	132.736	130.5
14		2 - 11	131.104	132.1
15		2 - 10	129.472	133.8
16		2 - 9	127.840	135.5
17		2 - 8	126.208	137.2
18		2 - 7	124.576	139.0
19		2 - 6	122.944	140.9
20		2 - 5	121.312	142.8
21		2 - 4	119.680	144.7

### II.5.1. Filosofía de medida, protección y control de la transformación 132/20 kV.

Las posiciones de transformador dan salida a la potencia que entra a las barras desde las líneas. En la subestación “Consolación” hay dos posiciones de este tipo, una para cada transformador:

- Transformador T-I pos. 101
- Transformador T-II pos. 104

Cada una de estas posiciones cuenta con dos seccionadores de barras (*apartado II.4.2.2. Seccionadores*), un interruptor (*apartado II.4.2.1. Interruptores*) y tres transformadores de intensidad (*apartado II.4.2.3. Transformadores de intensidad*).

Las dos posiciones de transformador de la subestación Consolación son también de “Primer Nivel” y cuentan con las protecciones siguientes:

#### Protección de sobreintensidad [50-51]

Integrada en el equipo ZIV 7IVD-S. Descrita anteriormente en el *apartado II.4.3.*

#### Protección diferencial de transformador [87]

Es una protección contra cortocircuitos entre fases o espiras, así como derivaciones a masa producidas dentro del alcance de la protección que incluye la cuba del transformador.

Como protección diferencial del transformador se utiliza la protección de porcentaje de tipo baja impedancia ya descrita anteriormente en el *apartado II.4.3. (Protección diferencial de línea)*.

Es decir, que sigue exactamente la misma filosofía que la protección diferencial de línea, pero aquí se considera que el nudo es el transformador. De este modo, cuando se detecta una diferencia entre las corrientes entrantes y salientes del transformador, se abren los interruptores del mismo.

Esta protección necesita estar coordinada con la posición de transformador de 20 kV, pues necesita lectura de la intensidad en el lado de baja.

Como el nivel de tensión es distinto a ambos lados del transformador, la corriente debe estar ponderada por la relación de transformación.

$$\frac{U_{primario}}{U_{secundario}} = \frac{I_{secundario}}{I_{primario}} = r_t$$

Además, hay que considerar la acción del regulador, que varía la relación de transformación a cada paso; las pérdidas de magnetización del núcleo y el índice horario, que introduce un desfase entre las corrientes de primario y secundario.

Aspectos como el desfase que introduce el transformador en las corrientes o la relación de transformación son totalmente configurables por software en la protección, pero la acción del regulador y las pérdidas de magnetización hacen que haya que programar con cierta holgura la protección diferencial de transformador para evitar disparos intempestivos.

La protección diferencial de transformador está integrada en el equipo modelo 8IDN, del fabricante ZIV.

#### Relé de rearme [86]

Cuando alguna de las protecciones propias del transformador actúa haciendo necesario un disparo del interruptor del lado de alta tensión, ésta señal se envía al relé de rearme, que registra el fallo y ordena el disparo. La instalación de P.C.I. (Protección contra incendios) también dispara el transformador a través de este relé. Para evitar la puesta en servicio del transformador sin que se haya solucionado el motivo que ha producido el disparo, este relé necesita ser rearmado expresamente, bien pulsando un botón en el armario de control de la posición de transformador, o bien de forma remota en el despacho de operación. Sin este rearme es imposible poner el transformador de nuevo en servicio.

Se recibirá disparo temporizado por fallo de interruptor y sobretensión homopolar desde las protecciones situadas en las posiciones de baja del transformador, así como se enviarán los disparos de los equipos instalados en esta posición a los interruptores del lado de 20 kV.

A continuación detallamos las protecciones internas del transformador. Estas protecciones propias del trafo, son las asociadas directamente con la máquina, o a los equipos más estrechamente relacionados con él.

### Relé Buchholz [63B]

Es un dispositivo que detecta desprendimientos gaseosos en el aceite de la cuba del transformador. Éstos pueden producirse por calentamientos locales, que dan lugar a descomposición del aceite. Dichos calentamientos puntuales en el aceite pueden deberse a la rotura de un devanado, a descargas parciales en el aceite, cortocircuitos o sobrecargas bruscas, entre otras causas. El relé Buchholz detecta tanto desprendimientos gaseosos súbitos como burbujes continuados.

El relé Buchholz que equipa este transformador tiene dos niveles de detección; uno de alarma y otro de disparo, este último duplicado por seguridad. Mientras que el nivel de alarma sólo informa al despacho de operación, el nivel de disparo abre los interruptores de ambos lados del transformador.

### Relé Jansen [63J]

El relé Jansen detecta circulación de aceite desde la cabeza del regulador hacia el depósito por sobrepresiones en el regulador. Se encarga de proteger al regulador frente a desprendimientos gaseosos o problemas diversos que hagan fluir el aceite de éste al depósito conservador.

El cambiador de tomas de este transformador equipa un relé Jansen con dos niveles, alarma y disparo. Mientras que el nivel de alarma sólo informa al despacho de operación, el nivel de disparo abre los interruptores de ambos lados del transformador.

Las protecciones propias de la máquina Buchholz y Jansen (Buchholz del regulador de tensión en carga) deberán dar disparo y bloqueo con rearme eléctrico, que pueden ser repuestos manualmente en campo o a través del telecontrol. Estos relés actuarán ante un fallo interno en la máquina, por lo que también se excitan con la actuación de las protecciones diferenciales de transformador.

El relé de imagen térmica y el termostato o termómetro, descritas posteriormente, deberán tener dos niveles de alarma cada uno.

Para la supervisión de los circuitos de disparo se instala un equipo adicional ya que los relés anteriores no disponen de esta función.

### Imagen térmica

El transformador cuenta con dos transformadores de intensidad para la protección de imagen térmica. Esta protección nos da una idea acerca de la temperatura de los devanados.

Se basa en medir la temperatura del aceite y corregirla con la intensidad circulante por los devanados. Los secundarios de los transformadores de intensidad dispuestos aumentan en mayor medida la temperatura medida del aceite cuanto mayor sea la intensidad que circula por los devanados. Con ello se consigue tener una indicación de la temperatura de los devanados.

Esta protección tiene también dos niveles de medida, se equipa una en el primario y otra en el secundario, sólo en la fase V. Como lo que prima es la continuidad del servicio, no dispara transformadores por temperatura. Así sólo se da indicación remota al despacho de operación de alta o muy alta temperatura, sin distinguir entre primario y secundario. La temperatura a la que se taran estas dos alarmas se determina en el ensayo de calentamiento que se realiza en la recepción del transformador.

### Termostato

Esta protección da indicación, también en dos niveles sólo de alarma, de la temperatura del aceite en la cuba del transformador. Cada nivel de alarma lleva asociadas dos sondas de temperatura en paralelo, colocadas en diferente lugar dentro de la cuba, para señalar siempre la temperatura más alta, además de como mecanismo de seguridad por redundancia.

Las temperaturas a las que se tararán estas sondas se determinarán en el ensayo de calentamiento, pero los valores más típicos son:

80°C – Alarma de primer nivel

90°C – Alarma de segundo nivel

Además, el transformador dispone de una medida analógica de temperatura, que no se ha creído conveniente utilizar, dado el poco interés que tiene la temperatura del aceite cuando ésta no es tan elevada como para dar alarma. El sensor de temperatura es de tipo resistivo PTC, cuya resistencia aumenta con la temperatura.

#### Nivel de aceite en el transformador

Existen dos sondas de nivel para indicar nivel bajo y muy bajo de aceite en la cuba del transformador. Esta protección sólo produce alarmas remotas en el despacho de operación.

El aceite puede descender de nivel a causa de fugas, lo que conlleva falta de refrigeración y aislamiento para el transformador. Pese a ello, este fallo no es de elevada criticidad, por lo que ambas sondas van conectadas en paralelo y sólo se indica al despacho de operación como “Alarma nivel de aceite”, ya sea del transformador o del regulador.

#### Nivel de aceite en el regulador

La indicación de nivel de aceite en el regulador sigue exactamente la misma filosofía que la del transformador, también con dos niveles de alarma.

#### Sobrepresión

La indicación de sobrepresión en la cuba del transformador consta de un presostato también con dos niveles de alarma, pero nuevamente se cablean en paralelo y sólo se da una indicación al despacho. El motivo vuelve a ser la criticidad relativamente baja de esta anomalía.

#### Fallo circulación de aceite

La circulación de aceite es vital para la correcta refrigeración de un transformador de estas características. Por ello el transformador equipa dos sensores de circulación de aceite, uno en cada motobomba. Cuando el sensor asociado a una motobomba detecta que no hay circulación de aceite, pone en funcionamiento la otra automáticamente.

La falta de circulación de aceite genera también una alarma en el despacho de operación.

#### Sensor HYDRAN

Se trata de un sensor del fabricante GENERAL ELECTRIC que analiza la presencia de humedad y gases (hidrógeno  $H_2$ , monóxido de carbono  $CO$ , acetileno  $C_2H_2$  y etileno  $C_2H_4$ ) disueltos en el aceite. La presencia de estos componentes en el aceite disminuye sus propiedades aislantes, por lo que es conveniente monitorizar sus propiedades.

Los sensores HYDRAN monitorizan el aceite de las cubas y de los bosajes (compartimentos de aceite de las bornas de conexión) de los transformadores. Todos los sensores HYDRAN se interconectan por medio de un bucle con protocolo RS-485, y terminan en un módem concentrador.

Cada sensor envía una señal analógica proporcional a la humedad presente en el aceite a una remota, además de dos alarmas, una por fallo del equipo y otra por exceso en la presencia de gases disueltos en el aceite.

#### Fallo alimentaciones

Todos los interruptores magnetotérmicos que equipa el transformador están provistos de contactos auxiliares para indicar su posición. Para mayor seguridad los circuitos están independizados, y cada uno se protege con un magnetotérmico. Así, el transformador es capaz de dar una señal de alarma en los siguientes casos:

- Fallo alimentación ventiladores
- Fallo control ventiladores
- Fallo ventiladores
- Fallo alimentación calefacción, iluminación y toma de corriente en armario de transformador
- Fallo calefacción e iluminación
- Fallo calefacción gabinete de termómetros
- Fallo alimentación sensor HYDRAN

Estas señales informan al telecontrol, además, si fallan los ventiladores, se dispara el interruptor del lado de alta.

#### Señalizaciones

Este transformador incluye una serie de señalizaciones que indican el estado de funcionamiento del transformador. Éstas son:

- Funcionamiento ventiladores
- Control ventilación (parada local/distancia/automático)

Según los criterios anteriores, el esquema de protección elegido es el representado en la colección Esquemas Unifilares de Protecciones adjuntado en el *Anexo II. Planos y documentación*.



Se realizará medida local de intensidad y tensión, y telemedida de tensión, intensidad y potencia activa y reactiva a través de telecontrol.

Todos los equipos de protección anteriormente mencionados (excepto las protecciones internas del transformador) dispondrán de bloques de pruebas necesarios en los trabajos de pruebas y puesta en marcha.

La apertura y cierre del interruptor se podrá realizar en campo o a través de telecontrol, seleccionando las dos opciones a través de una maneta selectora, salvo la apertura local, que no estará supeditada a ningún condicionante. Los seccionadores de barras también serán maniobrables desde el despacho o en la misma subestación. En cambio, los seccionadores de puesta a tierra no podrán ser maniobrados desde telecontrol, solamente en local para poder emplearse con seguridad en tareas de mantenimiento.

El cierre del interruptor estará enclavado por el estado abierto del interruptor del lado de baja de tensión y por los relés de disparo y bloqueo de fallo interno en la máquina.

La maniobra de los seccionadores estará enclavada de forma que no sea posible poner a tierra zonas en tensión ni aplicar tensión a zonas puesta a tierra al cerrar un interruptor. Las funciones de aislamiento entre zonas en tensión y zonas puestas a tierra las deberán realizar los seccionadores, nunca los interruptores.

## II.6. SISTEMA ELÉCTRICO DE 20 kV

### II.6.1. Descripción

El parque de 20 kV está compuesto por 20 posiciones de línea, 2 posiciones de transformador, 2 de servicios auxiliares, 2 de medida, 2 de acoplamiento transversal y 2 de acoplamiento longitudinal. Se encuentran conectadas de manera simétrica en dos tramos de barras dobles. Cada tramo comprende una posición de transformador, una de medida, un acoplamiento transversal, otro longitudinal y 10 posiciones de línea.

Toda la aparamenta se dispondrá sobre soportes metálicos, a la altura suficiente para que el punto en tensión más bajo supere la altura mínima exigida por el Reglamento. En el *apartado II.6.1.2. Distancias mínimas y niveles de aislamiento* se justifican las distancias mínimas contempladas en este Proyecto.

La aparamenta a emplear, responde a las tensiones de ensayo para frecuencia industrial y de choque, que fija el MIE-RAT-12 siendo sus características fundamentales descritas en el *apartado II.6.2. Características de la aparamenta de 20 kV*.

#### **II.6.1.1. Disposición de embarrados**

Los embarrados principales y auxiliares, se resolverán con el tipo de conductor más adecuado, teniendo en cuenta para ello, las intensidades de corriente en servicio continuo y la capacidad precisa para soportar los esfuerzos electrodinámicos por solicitaciones de cortocircuito, sin que se produzcan deformaciones permanentes.

Las barras principales de 20 kV están constituidas con tubo de aleación de aluminio de 80/64 mm de diámetro, equivalente a 1810 mm<sup>2</sup> de sección nominal, que admite un paso de corriente permanente a 2564 A de intensidad máxima admisible.

Para el embarrado auxiliar del sistema de 20 kV se empleará, según necesidades:

- Tubo de aleación de aluminio, de 50/40 mm de diámetro, equivalente a 708 mm<sup>2</sup> de sección nominal, que admite un paso de corriente permanente de 1.160 A, para una temperatura del tubo de 65°C.
- Cable de aluminio Arbutus de 29,08 mm de diámetro equivalente a 400 mm<sup>2</sup> de sección nominal, que admite un paso de corriente permanente de 906 A.

- Cable desnudo de aleación de aluminio de 25,4 mm de diámetro, equivalente a 381 mm<sup>2</sup> de sección nominal y 610 A de intensidad máxima admisible.

$$P = \sqrt{3} \cdot 20 \cdot 2,564 = 88,82 \text{ MVA}$$

$$P = \sqrt{3} \cdot 20 \cdot 1,160 = 40,20 \text{ MVA}$$

$$P = \sqrt{3} \cdot 20 \cdot 0,906 = 31,40 \text{ MVA}$$

$$P = \sqrt{3} \cdot 20 \cdot 0,610 = 21,13 \text{ MVA}$$

Estos valores son superiores a la potencia instalada.

Con el fin de absorber las variaciones de longitud que se produzcan en los embarrados de 20 kV por efecto de cambio de temperaturas, se instalarán piezas de conexión elásticas, en los puntos más convenientes, que permitan la dilatación de los tubos sin producir esfuerzos perjudiciales en las bornas de la aparamenta.

Los embarrados rígidos se sustentan sobre aisladores soporte del tipo columna, de las siguientes características:

Embarrado principal:

Tensión nominal	24 kV
Tensión soportada bajo lluvia	50 kV
Tensión soportada bajo choque	125 kV. Cresta
Carga de rotura a flexión	4000 Nm
Carga de rotura a torsión	800 Nm

### II.6.1.2. Distancias mínimas y niveles de aislamiento

#### Distancias mínimas

De acuerdo con el nivel de aislamiento adoptado y según lo indicado en las Instrucciones Técnicas Complementarias MIE-RAT-I2 en 20 kV, las distancias mínimas fase-tierra y entre fases son 22 cm.

En la Subestación Consolación la distancia adoptada entre ejes de fases y entre fase y tierra es de 50 cm para la tensión de 20 kV, con lo cual las distancias entre partes metálicas en tensión resultan ser superiores a las mínimas exigidas.

### Aislamiento

La tensión máxima de servicio es 24 kV que corresponde a unas tensiones de ensayo a frecuencia industrial durante 1 minuto de 50 kV y 125 kV al choque de 1,2/50  $\mu$ s según las normas CEl.

Los materiales que se emplearán en esta instalación serán adecuados y tendrán las características de aislamiento más apropiadas a su función.

### II.6.2. Características de la aparamenta de 20 kV

Las características principales de la aparamenta a instalar en el parque de 20 kV son las siguientes:

#### **II.6.2.1. Interruptores**

Para la apertura y cierre en carga de todas las posiciones de 20 kV, se ha previsto la instalación de un interruptor automático tripolar de SF6 intemperie de Siemens tipo 3AF0143.

#### *Características generales.*

Tensión de servicio	36 k V
Frecuencia	50 Hz
Intensidad nominal de servicio	1600 A
Poder de corte nominal bajo cto.	25 kA
Poder de cierre nominal bajo cto. (va. Cresta)	62,5 kA
Tensión ensayo 1 minuto 50 Hz	70 kV
Tensión de ensayo con onda 1,2/50 $\mu$ s	170 kV

En aparatos tripolares, los tres polos están montados sobre un chasis común y son accionados con un mando motorizado a resortes, que se acopla a ellos por medio de transmisiones mecánicas de acreditado funcionamiento.

El aislamiento fase-tierra, está formado por un aislador soporte de porcelana y la barra aislante que se encuentra en su interior.

El recinto interno de cada polo son de vacío que garantiza el pleno poder de corte y características de aislamiento hasta una temperatura de -25° C sin necesidad de calefacción adicional.

### Conexión y desconexión.

Cuando se inicia un comando de cierre, el resorte de cierre, que ha sido previamente cargado (de modo manual o mediante el motor), acciona el contacto móvil mediante el eje de accionamiento, la barra de tracción, el eje de conmutación y la barra de conmutación.

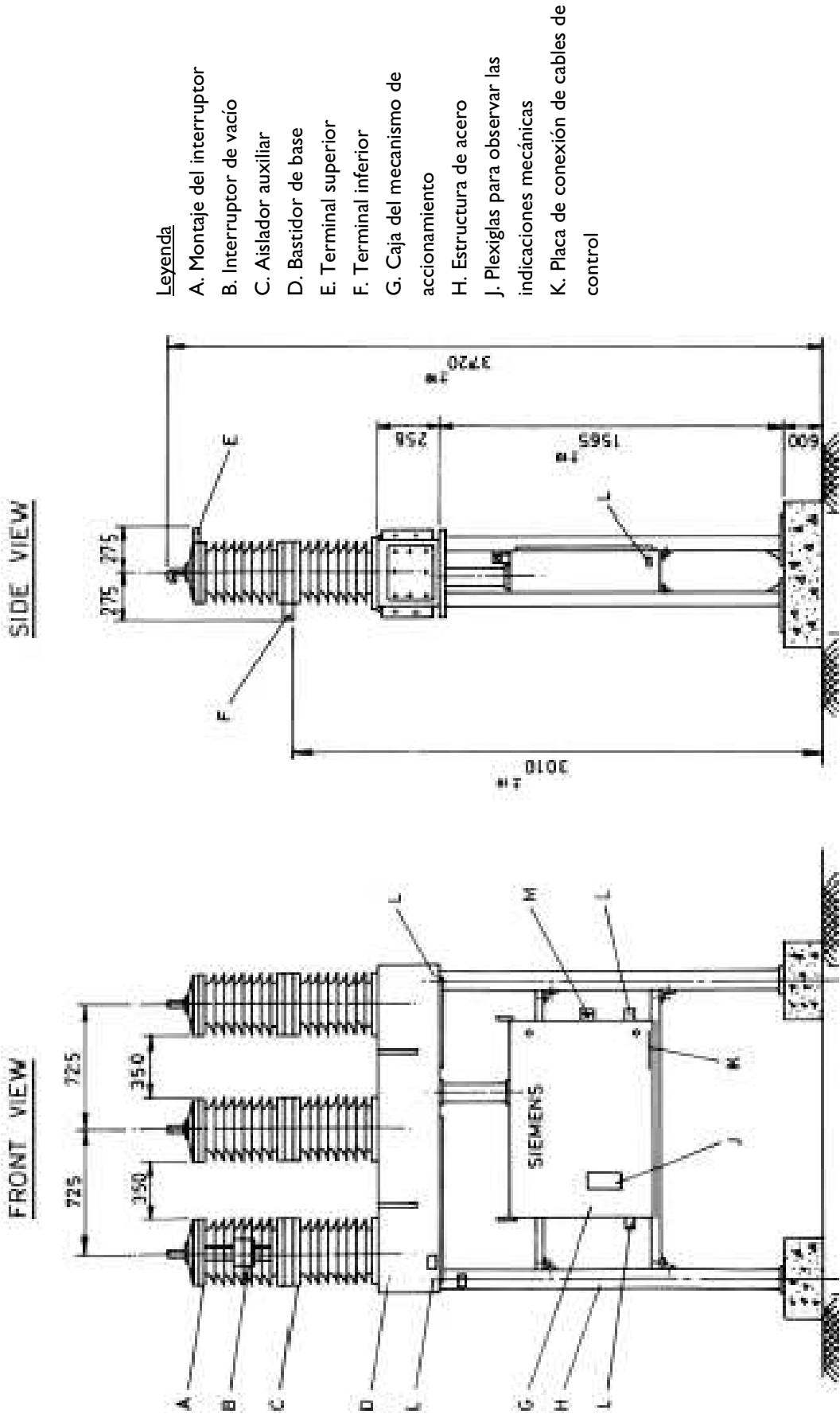
Durante el cierre, se cargan el resorte disparador y los resortes de presión de contacto. El resorte de cierre del disyuntor operado a motor se recarga (en un plazo de 15 segundos) después de que el disyuntor esté cerrado.

En estado cerrado, los resortes de presión de contacto y la presión atmosférica se encargan de mantener la necesaria presión de contacto. El resorte de presión de contacto compensa automáticamente la erosión de contacto, que es mínima.

Cuando se da una orden de disparo, la energía almacenada en los resortes de disparo y de presión de contacto es liberada. Si el disyuntor va a ser disparado localmente, el resorte de disparo es liberado pulsando el botón OFF. En caso de que se dé una orden eléctrica, se desenclava el resorte disparador. La secuencia de apertura es similar a la secuencia de cierre. La fuerza residual del resorte disparador detiene el contacto móvil en la posición abierta.

En caso de fallo en la alimentación de control, el disyuntor puede ser operado en modo manual.

El dispositivo antibombeo, en forma de un contactor auxiliar en el mecanismo operativo del disyuntor, garantiza que éste no sea abierto y cerrado repetidamente en caso de producirse comandos simultáneos de conexión (ON) y desconexión (OFF).



▲ Figura 17. Configuración general típica

### II.6.2.2. Seccionadores

Para poder efectuar seccionamientos en los circuitos de 20 kV se ha previsto el montaje de seccionadores giratorios de apertura lateral de intemperie de Electrotaz DIALT/24.

En las posiciones de línea se instalará dos seccionadores de barras y uno de línea y para las demás posiciones se instalarán dos seccionadores de barras. Sus características vienen descritas a continuación.

#### Seccionador Electrotaz tipo DIALT/24 (para posiciones de transformador)

Tensión de servicio (kV)	24 kV
Frecuencia (Hz)	50 Hz
Intensidad nominal de servicio (A)	1250 A
Poder de corte nominal bajo cto. (kA)	31,5 kA
Poder de cierre nominal bajo cto. (va. Cresta) (kA)	80 kA
Tensión ensayo 1 minuto 50 Hz	
A tierra y entre polos	50 kV
A seccionamiento	60 kV
Tensión de ensayo con onda 1,2/50 $\mu$ s	
A tierra y entre polos	125 kV
A seccionamiento	145 kV

#### Seccionador Electrotaz tipo DIALT/24 (para las demás posiciones)

Tensión de servicio (kV)	24 kV
Frecuencia (Hz)	50 Hz
Intensidad nominal de servicio (A)	630 A
Poder de corte nominal bajo cto. (kA)	20 kA
Poder de cierre nominal bajo cto. (va. Cresta) (kA)	50 kA
Tensión ensayo 1 minuto 50 Hz	
A tierra y entre polos	50 kV
A seccionamiento	60 kV
Tensión de ensayo con onda 1,2/50 $\mu$ s	
A tierra y entre polos	125 kV
A seccionamiento	145 kV

El mando de ambos seccionadores es motorizado, aunque puede accionarse de forma manual mediante una manivela insertable en el panel frontal, y dispone de los enclavamientos necesarios para no ser abierto en carga o maniobrado de forma incorrecta.

### II.6.2.3. Transformador de intensidad

En las posiciones de línea y transformador, montados junto al interruptor, se instalarán tres transformadores de intensidad de Arteche tipo CXE-36 que alimentarán los circuitos de medida y protección.

Las características principales de estos transformadores son las siguientes:

Tensión de servicio	24 kV
Relación de transformación	
Posiciones de transformadores	1000-2000/5-5-5 A
Posiciones de línea y servicios auxiliares	200-400/5-5-5 A
Intensidad nominal de servicio	
Arrollamiento de Facturación	15 VA cl. 0,2s
Arrollamiento de Medida	20 VA 5P20
Arrollamiento de Protección	20 VA 5P20
Poder de corte nominal bajo cto.	25 kA
Poder de cierre nominal bajo cto. (va. Cresta)	62,5 kA

### II.6.2.4. Transformador de tensión

En las posiciones de transformador y en las posiciones de barras, se monta un transformador de tensión por fase de Arteche tipo UZK-24.

Se debe analizar si hay posibilidad de aparición de una ferorresonancia para la interacción de la capacidad de la instalación y la reactancia del transformador de tensión. Si esto fuera factible, se podrá incluir una unidad de amortiguación adecuada adicional.

Las características principales de estos transformadores son las siguientes:



Tensión de servicio	24 kV
Relación de transformación	$22000/\sqrt{3} : 110/\sqrt{3} - 110/3 \text{ V}$
Potencias y clases	
Facturación y medida	50 VA cl. 0,2s
Protección	50 VA 3P
Temperatura mínima/máxima	-25/40 °C
Frecuencia	50 Hz

#### II.6.2.5. Transformador toroidal de intensidad

En las 20 posiciones de línea y las 2 de servicios auxiliares, montados después de los trafos de intensidad, se instalará un transformadores toroidal de intensidad de Arteche tipo BAR que abrazará las 3 fases de la línea, para la protección de sobreintensidad direccional.

Las características principales de este transformador son las siguientes:

Relación de transformación	50/I A
Potencia	I VA

#### II.6.3. Filosofía de medida, protección y control de las Líneas de 20 kV

Las posiciones de línea son los puntos de partida de las redes radiales de media tensión que dan servicio a los centros de transformación de los que dependen los clientes. De la subestación Consolación parten 20 líneas de 20 kV.

Debe seleccionarse cuidadosamente el emplazamiento de las posiciones de transformador y de línea para tratar de equilibrar la carga al máximo, y que la corriente por las barras sea lo más uniforme posible.

Cada posición de línea cuenta con dos seccionadores de barras (*apartado II.6.2.2. Seccionadores*), un interruptor (*apartado II.6.2.1. Interruptores*), tres transformadores de intensidad (*apartado II.6.2.3. Transformadores de Intensidad*) y un transformador toroidal de intensidad (*apartado II.6.2.4. Transformador toroidal de intensidad*).

La protección de líneas de media tensión es menos crítica que las de alta tensión. Aquí sólo se utiliza un equipo, el 7IVD de ZIV, que realiza todas las funciones de protección necesarias para este nivel de tensión de 20 kV. Éstas son:

Protección de sobreintensidad [50-51]

Misma filosofía de funcionamiento que la del lado de 132 kV, *apartado II.4.3.*, salvo que aquí ésta es la protección principal.

Protección de sobreintensidad direccional [67N]

Idéntico funcionamiento a la del *apartado II.4.3.*

Supervisión de bobinas [3]

Funcionamiento análogo a la del *apartado II.4.3.*

Reenganche [79]

Reenganchador trifásico de funcionamiento idéntico al descrito en el *apartado II.4.3.*

Relé de frecuencia [81]

Este equipo realizará la lectura de frecuencia para realizar el deslastre de cargas en caso de ser necesario, es decir, que dispara el interruptor en caso de que la frecuencia se salga de un rango programado.

Según los criterios anteriores, el esquema de protección elegido es el representado en la colección Esquemas Unifilares de Protecciones adjuntado en el *Anexo II. Planos y documentación.*

Se realizará medida local de intensidad y tensión, y telemedida de tensión, intensidad y potencia activa y reactiva a través de telecontrol.

Todos los equipos de medida y protección anteriormente mencionados dispondrán de bloques de pruebas necesarios en los trabajos de pruebas y puesta en marcha.

La apertura y cierre del interruptor se podrá realizar en campo o a través de telecontrol, seleccionando las dos opciones a través de una maneta selectora, salvo la apertura local, que no estará supeditada a ningún condicionante. Los seccionadores de barras también serán maniobrables desde el despacho o en la misma subestación.

El cierre del interruptor no estará enclavado.

#### II.6.4. Filosofía de medida, protección y control de los trafos lado de 20 kV

A través de estas posiciones llega la potencia a las barras de 20 kV. Se cuenta con una posición de transformador en cada tramo de barras.

Estas posiciones cuentan con dos seccionadores de barras (*apartado II.6.2.2. Seccionadores*), un interruptor (*apartado II.6.2.1. Interruptores*) y tres transformadores de intensidad (*apartado II.6.2.3. Transformadores de Intensidad*).

Para tener un óptimo aprovechamiento de los juegos de barras de 20 kV las posiciones de transformador se colocan simétricas y rodeadas a ambos lados de posiciones de línea, de manera que la corriente por las barras sea lo más uniforme posible en toda su longitud.

Según lo expuesto en el *apartado II.5.1* al analizar el esquema de protección del lado de 132 kV del transformador, la posición de 20 kV correspondiente al secundario del lado de baja del transformador debe equipar una protección de sobreintensidad (3 fases) como protección de apoyo de la protección diferencial instalada en lado de alta.

Esta protección supervisará la continuidad de su circuito de disparo.

Se dispondrá de una protección de sobretensión de neutro que servirá a su vez de protección de apoyo de las barras de media tensión.

Se recibirá disparo desde las protecciones situadas en el lado de 132 kV del transformador (protección diferencial y el relé de rearme, que concentra los disparos por protecciones propias del transformador), así como se enviará disparo al interruptor del lado de alta tensión de la posición de trazo por fallo interruptor y sobretensión homopolar en lado de 20 kV.

Las posiciones de transformador también están equipadas con el equipo 7IVD de ZIV.

En conclusión, el equipo 7IVD realiza las mismas funciones que las de una posición de línea que se describen en el *apartado II.6.3.*, además de la de máxima tensión de neutro, que dispara los interruptores de ambos lados del transformador si la tensión del neutro supera un valor programado.

Aparte, aquí se encuentra la protección diferencial de transformador [87], la protección que se coordina con el lado de 132 kV para verificar la igualdad de corrientes. El funcionamiento detallado se explica en el *apartado II.5.1*.

Según los criterios anteriores, el esquema de protección elegido es el representado en la colección Esquemas Unifilares de Protecciones adjuntado en el *Anexo II. Planos y documentación*.

Se realizará medida local de intensidad y tensión, y telemedida de tensión, intensidad y potencia activa y reactiva a través de telecontrol.

Todos los equipos de medida y protección anteriormente mencionados dispondrán de bloques de pruebas necesarios en los trabajos de pruebas y puesta en marcha.

La apertura y cierre del interruptor se podrá realizar en campo o a través de telecontrol, seleccionando las dos opciones a través de una maneta selectora, salvo la apertura local, que no estará supeditada a ningún condicionante. Los seccionadores de barras también serán maniobrables desde el despacho o en la misma subestación.

El cierre del interruptor estará enclavado por los relés de disparo y bloqueo de fallo interno en la máquina.

#### II.6.5. Filosofía de medida, protección y control de los acoplamientos de 20 kV

Tanto los acoplamientos transversales de barras, como los acoplamientos longitudinales no se protegerán con ninguna protección, ni llevarán transformadores de intensidad al no realizarse medida en los mismos. Sin embargo, se instalará un equipo integrado de control, que realizará la operación de la posición tanto local como remota, el equipo 6MCD, del fabricante ZIV, que permite o inhibe la maniobra de los seccionadores e interruptor en función del estado de las demás posiciones.

Cada una consta de dos seccionadores de barras (*apartado II.6.2.2. Seccionadores*) y un interruptor (*apartado II.6.2.1. Interruptores*).

#### II.6.6. Filosofía de medida, protección y control de barras de 20 kV

No se instalará protección específica para faltas en barras. Estas serán despejadas por las protecciones de apoyo de líneas o transformadores conectados a ellas.

Por otro lado, se realizará medida de tensión de barras para medida local, telemedida, alimentación de las protecciones de sobretensión homopolar y relés direccionales de líneas así como de cualquier otro uso dónde se requiera esta tensión.

Para la medida de tensión en barras de 20 kV se dispone de dos posiciones de este tipo, una conectada a cada tramo de barras. Cada posición cuenta con seis transformadores de tensión, uno por fase en cada barra, sus características están descritas en el *apartado II.6.2.4. Transformadores de tensión*.

#### II.6.7. Filosofía de medida, protección y control de servicios auxiliares de 20 kV

La posición de alimentación a los transformadores de servicios auxiliares se protegerá con un equipo de sobreintensidad trifásica con una unidad de sobreintensidad direccional de neutro.

El equipo supervisará los circuitos de cierre y disparo del interruptor. Además, realizará la función de fallo interruptor.

Por otro lado, cada transformador dispondrá de una sonda de temperatura PTC por fase, que señalará alarma y dará disparo al interruptor de cabecera del transformador y del cuadro de servicios auxiliares. Esta sonda estará situada en el punto más caliente del bobinado de baja tensión. La diferencia de actuación entre alarma y disparo será de 10 °C. El dispositivo de control de las sondas estará alimentado desde las baterías de corriente continua.

Para dar servicio a los dos transformadores de servicios auxiliares se equipan dos posiciones de este tipo. Cuentan con dos seccionadores de barras (*apartado II.6.2.2. Seccionadores*), un interruptor (*apartado II.6.2.1. Interruptores*), tres transformadores de intensidad (*apartado II.6.2.3. Transformadores de Intensidad*) y un transformador toroidal de intensidad (*apartado II.6.2.4. Transformador toroidal de intensidad*).

Normalmente las posiciones de servicios auxiliares se protegen con fusibles, que deben elegirse de corriente nominal poco mayor a la del transformador. Pero en este caso, para dotarlas de mayor versatilidad de operación, posibilidad de disparo y reposición remota y mayor nivel de seguridad, se ha optado por posiciones prácticamente iguales a las de línea, dotadas de interruptor.

La salida de cada posición se une con el primario de los transformadores de servicios auxiliares mediante cable unipolar RHZ-I 20L(S) 12/20 kV Al 95 mm<sup>2</sup>. Las características de este cable se recogen en la siguiente tabla.

Material del conductor	Aluminio (Al)
Sección del conductor	95 mm <sup>2</sup>
Material de la pantalla	Cobre (Cu)
Sección de la pantalla	16 mm <sup>2</sup>
Tensión asignada	20 kV
Tensión más elevada para el material	24 kV
Frecuencia	50 Hz
Nivel de aislamiento a impulso tipo rayo	125 kV
Tensión soportada a frec. Industrial (0,5 s)	42 kV
Intensidad de cc admisible en el conductor (0,5 s)	12,5 kA
Intensidad de cc admisible en la pantalla (0,5 s)	2,4 kA
Resistencia máxima del conductor a 20°C	0,32 Ω/km
Capacidad	0,198 μF/km
Coeficiente de autoinducción	0,123 μF/km

Estas posiciones incorporan las mismas protecciones que las posiciones de línea (Apartado II.6.3.), a excepción del reenganchador y del relé de frecuencia, que, aunque se incluyen en el equipo 7IVD de ZIV, no están conectadas.

Se prescinde del reenganche porque estas posiciones no dan servicio a clientes, por lo que no es prioritario mantenerlas en servicio.

## II.7. SERVICIOS AUXILIARES

Los servicios auxiliares de la subestación estarán compuestos de un sistema de corriente alterna alimentado desde dos transformadores de servicios auxiliares 20/0,42 kV de 630 kVA cada uno, más un grupo electrógeno de emergencia de 200 KVA para alimentaciones esenciales, y de un sistema de corriente continua alimentado desde las baterías de 125 V y 48 V.

### Transformador de servicios auxiliares

Fabricante		SCHNEIDER
Tipo		TRIHAL
Relación de transformación	kV	20000/400
Potencia nominal	KVA	630
Grupo de conexión e índice horario		Dyn I I
Frecuencia	Hz	50
Observaciones		Transformador tipo seco con envoltorio de protección.

### Grupo electrógeno

Fabricante		GENESAL
Tipo		TWD740GE
Tensión nominal	kV	380/220 V
Potencia nominal	KVA	200 (220 en emergencia)

Los transformadores de SS.AA. estarán alimentados directamente de las barras de 20 kV y estarán provistos de una sonda de temperatura que produce disparo en el interruptor de la posición de servicios auxiliares correspondiente si se supera un umbral de temperatura. Estos transformadores alimentarán un cuadro de baja tensión del que partirán las alimentaciones de corriente alterna y continua.

El cuadro estará alimentado por el grupo electrógeno (descrito anteriormente) con conmutación automática mediante un inversor de redes.

Como se ha dicho anteriormente, la alimentación de corriente continua tendrá dos niveles de tensión: 125 Vcc y 48 Vcc. El cuadro estará alimentado desde dos baterías-rectificadores de 125 Vcc y otras dos baterías-rectificadores de 48 Vcc.

Las alimentaciones de corriente alterna se dividirán en tres barras distintas: alimentación de servicios esenciales, alimentación de servicios principales y alimentación de servicios terciarios.

La primera barra servirá de alimentación a los rectificadores de las baterías de continua, a la regulación y ventilación de los transformadores de potencia y, en emergencia, a la barra del sector terciario. La barra tendrá una alimentación conmutada automáticamente desde los dos transformadores de servicios auxiliares. El control de la conmutación entre un transformador y otro se realizará mediante relés de mínima tensión. Además, ante fallo de la alimentación de los transformadores, la barra de esenciales podrá ser alimentada desde el grupo electrógeno, cuyo arranque se controla también con relés de mínima tensión.

La barra de servicios principales alimentará la aparamenta y los armarios de control y protecciones de todos los parques de la subestación. Además, alimentará la protección diferencial de barras y los equipos de telecontrol y comunicaciones. Dispondrá de magnetotérmicos de reserva para usos futuros. La alimentación de esta barra se realizará también por alimentación conmutada automática desde los secundarios de los transformadores de servicios auxiliares.

La barra de servicios del sector terciario contendrá varios magnetotérmicos que servirán de alimentación a los distintos circuitos de alumbrado y fuerza de la subestación, tanto para el exterior del edificio como para el interior y sótanos. Se protegerán estos circuitos con tres interruptores diferenciales unipolares. La alimentación preferente de estas barras será desde la alimentación conmutada de los transformadores de servicios auxiliares. Sin embargo, podrán alimentarse estas barras desde los servicios esenciales en caso de emergencias a través de una maneta que conectará la salida preparada al efecto en las barras de esenciales con las barras del sector terciario, de forma que se alimente el alumbrado y fuerza desde el grupo electrógeno.

A continuación se detallan los equipos a los que da servicio cada instalación.

#### Servicios principales

Calefacción e iluminación de las posiciones de 132 y 20 kV

Equipos de telemedida

Armario UCI

Tomas de corriente para usos varios de mantenimiento

Instalación de servicios sector terciario

#### Servicios esenciales

Rectificador-cargador-batería 125 Vcc 1

Rectificador-cargador-batería 125 Vcc 2



Rectificador-cargador-batería 48 Vcc  
Cuadro grupo electrógeno  
Refrigeración transformadores  
Cambiadores de tomas en carga  
Sistema de P.C.I.  
Bomba de achique sótano

Sector terciario

Alumbrado autónomo  
Tomas de corriente  
Alumbrado

Para la alimentación de corriente continua, se disponen dos barras de 125 Vcc independientes, acoplables mediante un interruptor manual. Cada barra se alimenta desde una batería de 125 Vcc. Ambas barras alimentarán la aparamenta y los armario de control y protecciones de todos los parques de la subestación, de forma que en los mismos esté disponible doble alimentación desde las dos baterías.

De estas barras de corriente continua se alimentan los equipos que no pueden quedar sin servicio en caso de que los transformadores de servicios auxiliares fallen. El motivo es que la corriente continua puede ser almacenada en baterías, para usarse en caso de emergencia. Se montan dos baterías para cada nivel de tensión (125 y 48 Vcc), para mayor seguridad.

La instalación de 125 Vcc tiene como principal función alimentar los motores y equipos de protecciones que no pueden quedar sin servicio debido a su elevada criticidad. Son los siguientes:

- Motores interruptores parque 132 kV y 20 kV
- Motores seccionadores parque 132 kV y 20 kV
- Bobinas de cierre y disparo de interruptores
- Relés auxiliares
- Equipos de protecciones
- Equipos de protección contra incendios (P.C.I.)

Como medida redundante de seguridad, los interruptores disponen de dos bobinas de disparo, y éstas se alimentan de baterías diferentes.

En cuanto a la alimentación de 48 Vcc, se proyecta una única barra conectada a las dos baterías de 48 Vcc, de forma que alimente los armarios de control y protecciones de todos los parques de la subestación, así como el resto de equipos de telecontrol y comunicaciones que requieran dicha tensión.

La instalación de 48 Vcc alimenta los equipos de telecontrol y comunicaciones. Dispone también de conexión para dos baterías, aunque no se monta la segunda, pero conectadas en paralelo, no acoplables.

Según los criterios anteriores, el esquema unifilar elegido es el representado en la colección Esquemas Unifilares de Servicios Auxiliares adjuntado en el *Anexo II. Planos y documentación*.

En el caso de que los se produjese un “cero” en las barras de 20 kV, es decir, que el parque de 20 kV se quedase sin tensión, se ha previsto la instalación de un grupo electrógeno cuyas características se han descrito anteriormente.

Como ya se ha dicho, el grupo electrógeno se conecta a la instalación de servicios auxiliares, en la barra de *servicios esenciales*. En modo automático la alimentación llega de los transformadores de servicios auxiliares, y en caso de que no haya tensión en los secundarios de estos transformadores, la lógica de conmutación dispuesta arranca el grupo electrógeno en vacío, desacopla las barras de servicios principales de las de servicios esenciales, y da servicio sólo a estas últimas.

Se prioriza una instalación en detrimento de la otra atendiendo a su criticidad, para no tener que emplear un grupo electrógeno sobredimensionado que alimente equipos prescindibles en caso de emergencia.

#### Ventilación sala del grupo electrógeno

El grupo electrógeno será ventilado tomando aire procedente del exterior, mediante un hueco en el forjado del edificio. Dicho hueco está protegido con dos compuertas cortafuegos que se cierran en caso de que el sistema P.C.I. detecte fuego. Tras las compuertas se coloca un silenciador acústico para disminuir el ruido que sale al exterior del recinto.

El aire es impulsado por un ventilador, accionado por un termostato.

La descarga del aire que circula por el radiador del grupo electrógeno, se dirige mediante un conducto de chapa galvanizada acabado en un silenciador al hueco de descarga. Este hueco de descarga está situado a una distancia adecuada del de toma de aire para que no se produzca recirculación, y merme con ello la capacidad de refrigeración.

Los gases de escape producidos por el motor diesel del grupo electrógeno se conducen también hasta el conducto de descarga del aire de ventilación.

## II.8. PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS (PCI)

La subestación dispone de un sistema de protección contra incendios. Este sistema vigila las diferentes dependencias de la subestación en busca de fuego para activar medidas de extinción e impedir la propagación del mismo.

En la construcción de la subestación se han tenido en cuenta medidas pasivas de protección de incendios tales como:

- Sellado de huecos en forjados y de paso de cables
- Instalación de puertas resistentes al fuego
- Instalación de cortafuegos en las bandejas de cables de control

En caso de producirse un incendio, los difusores de espuma instalados en los recintos de los transformadores se ponen en funcionamiento. Sólo estos recintos tienen medidas de extinción automáticas, debido a que son los equipos con mayor carga de fuego. Además, dado que la espuma es conductora de la electricidad, la centralita de P.C.I. envía una señal al relé de rearme del transformador, para desenergizarlo.

En todas las demás dependencias hay extintores de CO<sub>2</sub> y de polvo. Además, como ya se ha comentado, el sistema de P.C.I. trabaja en coordinación con el de ventilación, deteniendo ésta cuando se detecta fuego y cerrando las compuertas dispuestas al efecto en los conductos de ventilación para aislar el incendio.

El sistema de P.C.I. también informa de manera remota al despacho de operación de la existencia y ubicación del fuego.

Se han colocado pulsadores manuales de incendio en todos los recintos de la subestación, cuya activación produce el mismo efecto que la detección de fuego por parte de algún sensor del sistema.

La centralita del sistema de P.C.I. dispone de un mando de anulación protegido por llave, para evitar la detección de incendios en caso de labores de mantenimiento que produzcan humo o chispas, tales como soldadura, trabajos de corte... etc

## II.9. COMUNICACIONES Y TELECONTROL

En la actualidad, las subestaciones eléctricas están totalmente controladas y monitorizadas de manera remota. Así, cualquier problema que surja será comunicado en tiempo real al despacho de operación. Para dar soporte a estos servicios hay una infraestructura de comunicaciones en varios niveles, que abarca desde que se genera una señal discreta en algún elemento de la aparamenta, hasta que ésta llega al sistema de Control y Adquisición de Datos en tiempo Real (SCADA) del despacho de operación.

Dicho lo anterior, esta subestación se proyecta para poder ser operada a través de telecontrol desde el Centro de Operación de Red (COR).

Se diseña un sistema de telecontrol distribuido consistente en tres bucles cerrados de fibra óptica que enlazarán los equipos de telecontrol de cada posición, consistentes en varias unidades remotas de telecontrol RTU's (Remote Telecontrol Units). Estas remotas son equipos con 12 entradas digitales, 2 entradas analógicas y 4 salidas digitales cada uno, que recogen señales elementales generadas en cada posición, es decir, centralizarán a nivel de posición, las señales digitales que se envían (como posiciones de la aparamenta, alamas, baja presión de gas, etc.) o las que se reciben (órdenes de disparos, cambio de tomas del regulador, etc.), así como las señales analógicas (medidas de potencia, humedad en el aceite, etc.).

Las remotas de cada posición se conectan a un multiplexor a través de un bus, que incorpora la información a un anillo de fibra óptica. Los equipos de protecciones como el 8IRD, 7IVD, 6MCD... también se conectan a este multiplexor, y vuelcan sus datos al anillo de fibra óptica. La configuración de anillo ofrece la ventaja de que aunque se corte la comunicación entre dos posiciones no se pierde funcionalidad alguna, puesto que aun así todas las posiciones permanecen interconectadas.

Se realizará telemedida de contadores a través de bucles de cobre entre los contadores de cada posición ó, en equipos de control integrado, a través de los bucles de fibra óptica de telecontrol.

Cada parque de la subestación estará conectado a uno de los tres bucles de fibra óptica. El bucle restante enlazará los equipos de telecontrol del cuadro de servicios auxiliares.

Los cuadros de fibra se conectarán a la Unidad de Control Integrado (UCI), que se describirá posteriormente.

El anillo de fibra óptica al que se conectan los multiplexores de cada posición parte y acaba en la UCI.

En el parque de 132 kV, los equipos del fabricante MICOM no se conectan a las remotas o al multiplexor, sino que se conectan entre sí a un bus propio que termina en un concentrador de comunicaciones, el AREVA KITZ 102, que se conecta a uno de los dos multiplexores de la Unidad de Control Integrado (UCI).

La UCI que será dual, compuesta de dos discos duros independientes para asegurar su fiabilidad ante fallos, no es más que un PC industrial que centraliza toda la información de las posiciones y permite el mando de las mismas de manera local, pero por software, no actuando sobre contactos físicos en ningún armario de control. La UCI además contiene información de relevancia de la subestación, como su esquema unifilar, por ejemplo.

Su misión será enviar y recibir las señales y órdenes al SCADA del COR, a través de los Concentradores de Telecontrol Duales (CTD).

Para el telecontrol de las derivaciones y los centros de transformación conectados a las líneas de media tensión, se empleará un sistema de onda portadora por la pantalla de los cables de 20 kV. La onda portadora se inyectará mediante una Unidad de Adaptación (UDAP), instalada en cada posición de media tensión, y tres bobinas de acoplamiento (ENERBOB) conectadas a la pantalla del cable. La UDAP se conectará con la UCI de la subestación a través de cable coaxial.

La operación local de la subestación se realizará a través de un Sistema de Operación y Automatización Local (SOAL) instalado junto a la UCI, cuyo interfaz de operación será un pequeño SCADA de la subestación.

El envío y recepción de señales por parte de la UCI se realizará mediante un canal principal y otro de respaldo independientes físicamente, ambos constituidos por dos MODEM que comunicarán la UCI con el CTD.

La telemedida de los registradores de facturación se enviará al Sistema de Medidas Eléctricas también a través de MODEM por otro canal diferente a los dos anteriores.

Los equipos auxiliares de telecontrol como convertidores de protocolo, equipo de telemedida de contadores, repartidores de fibra óptica, etc., así como los equipos de teledisparo de las líneas de 220 kV, se instalarán en el armario de varios.

### **Apartado III. CÁLCULOS**

En este capítulo conviene recordar que todos los cálculos para dimensionamiento de equipos se han hecho para la potencia máxima de la subestación. Sólo escapan a este criterio los transformadores de intensidad de las posiciones de transformador, hecho que se justifica en su apartado correspondiente.

#### **III.1. APARAMENTA**

##### **III.1.1. Cálculo de Aparamenta 132 kV**

###### **III.1.1.1. Posiciones de Trafo**

La aparamenta se diseña para una potencia de 2 x 40 MVA.

Calculamos la corriente nominal con la expresión (I), la cual calcula esta intensidad a partir de la tensión y la potencia aparente:

$$I = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n}$$

▲ (I) Intensidad nominal

Corriente nominal de la posición de transformador:

$$I = \frac{40 \cdot 10^6 \text{ VA}}{\sqrt{3} \cdot 132 \cdot 10^3 \text{ V}} = 175 \text{ A}$$

▲ (I) Intensidad nominal

Se comprueba que la aparamenta elegida en el apartado II.4.2. Características de la aparamenta de 132 kV sea correcta.

Aparamenta	Fabricante/Tipo	Datos eléctricos	Restricción	Apto
Primario T.i.	Arteche / CH-145	200-400-800 A	175 A	<b>200 A &gt; 175 A</b>
Seccionador	Areva / SG3C	2000 A		<b>2000 A &gt; 175 A</b>
Interrupor	ABB / LTBI45DI/B	2500 A		<b>2500 A &gt; 175 A</b>

Nota: Aparamenta desarrollada en el apartado II.4.2.

La corriente nominal resultante tanto de seccionadores como de interruptores, es muy superior a la intensidad nominal de servicio de dicha apartamentada, pero este es el valor más pequeño que ofrece el fabricante.

Para el primario de los transformadores de intensidad habrá que elegir la primera toma (200 A).

Se ha obtenido el estudio de red previo a la implantación de la subestación, y ha determinado que la potencia de cortocircuito en el punto de la línea La Paloma - Valdepeñas donde se intercalan las barras de 132 KV de Consolación es  $S_{cc} = 6000$  MVA.

Las magnitudes base independientes del sistema serán:

$$S_B = 40 \text{ MVA}$$

$$U_B = 132 \text{ kV}$$

Una vez definidas las magnitudes base independientes, podemos calcular las magnitudes dependientes o ligadas del sistema, que vienen dadas por la expresión (2):

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B}$$

▲ (2) Intensidad base

Según la expresión (2), la corriente base sería:

$$I_B = \frac{40 \cdot 10^6 \text{ VA}}{\sqrt{3} \cdot 132 \cdot 10^3 \text{ V}} = 175 \text{ A}$$

▲ (2) Intensidad base

Se calculan las magnitudes unitarias asociadas al equivalente Thévenin, a partir de las impedancias de cortocircuito, considerando las reactancias de cortocircuito y despreciando las resistencias de cortocircuito. Siendo:

$U_N$ : Tensión nominal del sistema

$X_{cc}$ : Reactancia de cortocircuito del sistema

$S_{cc}$ : Potencia de cortocircuito del sistema en barras de 132 kV

Calculamos entonces, la tensión nominal y la potencia de cortocircuito en por unidad, p.u. Según las expresiones (3) y (4).

$$u(p.u.) = \frac{U_N}{U_B} = \frac{132000}{132000} = 1 p.u.$$

▲ (3) Tensión [p.u.]

$$s_{cc}(p.u.) = \frac{s_{cc}}{s_B} = \frac{6000}{40} = 150 p.u.$$

▲ (4) Potencia de cortocircuito [p.u.]

La reactancia de cortocircuito del sistema en p.u. viene dada por:

$$x_{cc(AT)}(p.u.) = \frac{1}{s_{cc}(p.u.)}$$

▲ (5) Reactancia de corto [p.u.]

Por tanto, y según la expresión (5), la reactancia de cortocircuito equivalente del sistema resulta:

$$x_{cc(AT)}(p.u.) = \frac{1}{150} = 0,00667 p.u.$$

▲ (5) Reactancia de corto [p.u.]

Se obtiene ahora la corriente de cortocircuito trifásico a la salida de una posición de transformador. Este tipo de cortocircuito es el menos frecuente, pero es el que delimita las características del diseño, por presentar una corriente mayor. Aplicando la ley de Ohm en magnitudes unitarias:

$$i_{cc}(p.u.) = \frac{u_{p.u.}}{z_{cc}(p.u.)}$$

▲ (6) Corriente corto trifásico [p.u.]

Como se ha dicho anteriormente se desprecia 'Rcc', así de la expresión (6) se obtiene la expresión (6').

$$i_{cc}(p.u.) = \frac{u_{p.u.}}{x_{cc(AT)}(p.u.)}$$

▲ (6') Corriente corto trifásico [p.u.]

Según esta última, se tiene:



$$i_{cc(p.u.)} = \frac{1}{0.00667} = 150 \text{ p.u.}$$

▲ (6') Corriente corto trifásico [p.u.]

Pasamos la corriente de cortocircuito de p.u. a sistema internacional [amperios], multiplicando el resultado anterior por la corriente base.

$$I_{cc} = i_{cc(p.u.)} \cdot i_B = 150 \cdot 175 = \mathbf{26243 \text{ A}}$$

Aparamenta	Fabricante/Tipo	I <sub>cc</sub> (kA)	Restricción	Apto
Primario T.i.	Arteche / CH-I45	31,5	26,24 kA	<b>31,5 kA &gt; 26,24 kA</b>
Seccionador	Areva / SG3C	31,5		<b>31,5 kA &gt; 26,24 kA</b>
Interruptor	ABB / LTBI45DI/B	31,5		<b>31,5 kA &gt; 26,24 kA</b>

Nota: Aparamenta desarrollada en el apartado II.4.2.

Como se puede ver en el cuadro la aparamenta, se cumple el requisito.

### III.1.1.2. Posiciones de Línea

Para realizar los cálculos para dimensionar la aparamenta de las posiciones de línea habrá que tener en cuenta las siguientes consideraciones.

- Criterio “n-l”. Para que se pueda cumplir este criterio, toda la potencia tendrá que llegar a la subestación por una de las líneas.
- Que pueda existir cierta cantidad de energía que entre por una línea, y salga por la otra, siendo la capacidad de transporte máxima de ambas líneas es de 250 MVA.

Aplicando la expresión (I), la primera restricción conduce a:

$$I = \frac{80 \cdot 10^6 \text{ VA}}{\sqrt{3} \cdot 132 \cdot 10^3 \text{ V}} = \mathbf{350 \text{ A}}$$

▲ (I) Intensidad nominal

Consideramos ahora la segunda condición. La subestación absorbiendo su potencia máxima, y transfiriendo la máxima cantidad de energía de una línea a otra. Esto implica una potencia entrante de 250 MVA por una línea. De nuevo, según la expresión (I), se tiene:

$$I = \frac{250 \cdot 10^6 \text{ VA}}{\sqrt{3} \cdot 132 \cdot 10^3 \text{ V}} = \mathbf{1095 \text{ A}}$$

▲ (I) Intensidad nominal

Esta última condición es más restrictiva, por lo que esta corriente es la que determina las corrientes nominales de la aparamenta de las posiciones de línea.

Aparamenta	Fabricante/Tipo	Datos eléctricos	Restricción	Apto
Primario T.i.	Arteche / CH-145	300-600- <u>1200</u> A	1095 A	<b>1200 A &gt; 1095 A</b>
Seccionador	Areva / SG3C	2000 A		<b>2000 A &gt; 1095 A</b>
Interruptor	ABB / LTBI45DI/B	2500 A		<b>2500 A &gt; 1095 A</b>

Nota: Aparamenta desarrollada en el apartado II.4.2.

### III.1.2. Cálculo de Aparamenta 20 kV

#### III.1.2.1. Posiciones de Trafo

Estas posiciones se diseñan para la potencia de los transformadores de 40 MVA. Aplicando (I):

$$I = \frac{40 \cdot 10^6 \text{ VA}}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 10^3 \text{ V}} = \mathbf{1155 \text{ A}}$$

▲ (I) Intensidad nominal

Aparamenta	Fabricante/Tipo	Datos eléct.	Restricción	Apto
Primario T.i.	Arteche / CXE-36	1000- <u>2000</u> A	1155 A	<b>2000 A &gt; 1155 A</b>
Seccionador	Electrotaz / DIALT 24	1250 A		<b>1250 A &gt; 1155 A</b>
Interruptor	Siemens / 3AF0143	1600 A		<b>1600 A &gt; 1155 A</b>

Nota: Aparamenta desarrollada en el apartado II.6.2.

Se reduce al equivalente Thévenin toda la red que alimenta las barras de 20 kV, para el cálculo de la corriente de cortocircuito. Es el mismo que el equivalente usado en 132 kV, pero añadiéndole las impedancias de cortocircuito de los transformadores en paralelo con acoplamientos transversales cerrados. Tomaremos el peor de los casos, regulador en toma 21.

Magnitudes base independientes:

$$U_{B(AT)} = 132 \text{ kV}$$

$$U_{B(BT)} = 20 \text{ kV}$$

$$S_B = 80 \text{ MVA}$$

Según la expresión (2) podemos calcular las magnitudes base dependientes (intensidad base).

$$I_{B(AT)} = \frac{80 \cdot 10^6 \text{ VA}}{\sqrt{3} \cdot 132 \cdot 10^3 \text{ V}} = 350 \text{ A}$$

$$I_{B(BT)} = \frac{80 \cdot 10^6 \text{ VA}}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 10^3 \text{ V}} = 2309 \text{ A}$$

▲ (2) Intensidades base

De los datos del transformador podemos deducir las magnitudes base de los transformadores y sus impedancias de cortocircuito.

$$U_{BT} = 132 \text{ kV}$$

$$S_{BT} = 40 \text{ MVA}$$

$$x_{cc1(AT)} = x_{cc2(AT)} = 0,137 \text{ p.u.}$$

Transformamos esta impedancia a las magnitudes base del sistema.

$$x_{CC1(AT)} = x_{CC2(AT)} = x_{CCT1(AT)} \frac{S_B}{S_{BT}} \left( \frac{U_{BT}}{U_B} \right)^2$$

$$x_{CC1(AT)} = x_{CC2(AT)} = 0,137 \cdot \frac{80}{40} \cdot 1 = 0,274 \text{ p.u.}$$

▲ (7) Impedancia de corto en mag. base sistema (p.u.)

Calculamos ahora la impedancia de cortocircuito vista desde las barras de 20 kV, que como se ha dicho anteriormente, es el resultado de la asociación de las reactancias de corto de los transformadores en paralelo y en serie con la reactancia de cortocircuito equivalente de la red de 132 kV.

$$x_{CC(BT)} = (x_{CC1(AT)} \parallel x_{CC2(AT)}) + x_{CC(AT)}$$

$$x_{CC(BT)} = \frac{0,274 \cdot 0,274}{0,274 + 0,274} + 0,00667 = 0,144 \text{ p.u.}$$

▲ (8) Impedancia de corto vista desde las barras de 20 kV (p.u.)

Y conocida esta impedancia, se puede conocer la corriente de cortocircuito por falta trifásica en barras de 20 kV. Aplicando la expresión (6), se tiene:

$$i_{CC(BT)} = \frac{u_{p.u.}}{x_{CC(BT)}} = \frac{1}{0.144} = 6,96 \text{ p.u.}$$

▲ (6) Corriente de cortocircuito trifásico en barras de 20 kV (p.u.)

Pasamos de magnitudes en p.u. a magnitudes del sistema internacional (amperios)

$$I_{CC(BT)} = i_{cc(BT)} \cdot I_B = 6.96 \cdot 2309 = \mathbf{16075 \text{ A}}$$

Aparamenta	Fabricante/Tipo	Icc (kA)	Restricción	Apto
Primario T.i.	Arteche / CXE-36	25	16,08 kA	<b>25 kA &gt; 16,08 kA</b>
Seccionador	Electrotaz / DIALT 24	31,5		<b>31,5 kA &gt; 16,08 kA</b>
Interruptor	Siemens/3AF0143	25		<b>25 kA &gt; 16,08 kA</b>

Nota: Aparamenta desarrollada en el apartado II.6.2.

Como se puede ver en el cuadro la aparamenta, se cumple el requisito.

### III.1.2.2. Posiciones de Línea

Para calcular en este caso la corriente nominal tendremos que aproximar considerando que la potencia de la subestación se va a repartir por igual entre todas las líneas de 20 kV, y luego mayorar la corriente nominal de las posiciones de línea con un coeficiente de seguridad del 200%.

Este tipo de estimaciones se hacen por no poder calcular de manera exacta el valor de la corriente de diseño, ya que la carga de estas líneas puede ser bastante desigual al tratarse de líneas de media tensión que pueden alimentar tanto una zona industrial como residencial, con la diferencia en el patrón de demanda que ello implica.

Atendiendo a la expresión (I):

$$I' = \frac{1}{20} \cdot \frac{80 \cdot 10^6 \text{ VA}}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 10^3 \text{ V}} = 86,6 \text{ A}$$

▲ (I) Intensidad nominal

Donde el factor 1/20 viene de considerar que la corriente se reparte igualmente por las 20 líneas de media tensión.

Multiplicando por el coeficiente de seguridad (200%):

$$I = 2 \cdot I' = 173,2 A$$

Aparamenta	Fabricante/Tipo	Datos electr.	Restricción	Apto
Primario T.i.	Arteche / CXE-36	<u>200</u> -400 A	173,2 A	<b>200 A &gt; 173,2 A</b>
Seccionador	Electrotaz / DIALT 24	630 A		<b>630 A &gt; 173,2 A</b>
Interruptor	Siemens / 3AF0143	1600 A		<b>1600 A &gt; 173,2 A</b>

Nota: Aparamenta desarrollada en el apartado II.6.2.

Como se puede ver en el cuadro la aparamenta cumple el requisito.

Las corrientes nominales de interruptor resultan muy elevadas en comparación con la corriente de diseño calculada, pero son las menores que ofrece el catálogo del fabricante. Además, debe tenerse en cuenta que el valor de diseño se ha calculado de manera estimada, porque que el sobredimensionamiento no es tan elevado como en un principio pudiera parecer.

### III.1.2.3. Posiciones de servicios auxiliares

Como ya se dijo en el apartado II.7. *Servicios Auxiliares*, la potencia nominal de los transformadores de servicios auxiliares es de 630 kVA. Calculamos con ello la corriente para dimensionar la aparamenta.

$$I = \frac{630 \cdot 10^3 VA}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 10^3 V} = 18,19 A$$

▲ (I) Intensidad nominal

Aparamenta	Fabricante/Tipo	Datos electr.	Restricción	Apto
Primario T.i.	Arteche / CXE-36	<u>200</u> -400 A	18,19 A	<b>200 A &gt; 18,19 A</b>
Seccionador	Electrotaz / DIALT 24	630 A		<b>630 A &gt; 18,19 A</b>
Interruptor	Siemens / 3AF0143	1600 A		<b>1600 A &gt; 18,19 A</b>

Nota: Aparamenta desarrollada en el apartado II.6.2.

Como se puede ver en el cuadro la aparamenta cumple el requisito.

Como ya se ha dicho en *apartado II.6.7.*, normalmente las posiciones de servicios auxiliares se protegen con fusibles, que deben elegirse de corriente nominal poco mayor a la del transformador. Pero en este caso, para dotarlas de mayor versatilidad de operación, posibilidad de disparo y reposición remota y mayor nivel de seguridad, se ha optado por posiciones prácticamente iguales a las de línea, dotadas de interruptor.

#### III.1.2.4. Posición de Barras

La corriente máxima que puede circular por las barras es la que salga de las posiciones de transformador a las líneas. Supondremos primero, como antes, que la corriente se reparte por igual entre todas las líneas. Así, con 10 líneas por transformador, se tiene:

$$I = \frac{40 \cdot 10^6 \text{ VA}}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 10^3 \text{ V}} = 1154,7 \text{ A}$$

▲ (I) Intensidad nominal

Pero teniendo en cuenta la disposición de las posiciones comentada en el *apartado II.6.4.*, la corriente máxima en las barras sería:

$$I = \frac{5}{10} \cdot 2309.4 = 1155 \text{ A}$$

▲ (9) Intensidad máxima barras

Puesto que de las 10 líneas, la posición de transformador deja 5 a un lado y 5 al otro.

Calculamos el margen disponible hasta la corriente máxima admisible por las barras, expresado en porcentaje:

$$\text{Intensidad nominal de barras} \equiv I = 1600 \text{ A}$$

$$I = \frac{1600 - 1154,7}{1600} \cdot 100 = 27,83 \%$$

▲ (10) Intensidad máxima admisible (%)

Al haber considerado siempre condiciones de carga máxima, el margen que queda puede parecer escaso, pero el margen con carga parcial será mayor.

Para el dimensionamiento de las barras son válidos los cálculos de corriente de cortocircuito de la posición de transformador. Las barras soportan una corriente de cortocircuito de 31,5 kA, y según el apartado II.1.2.1., la corriente de cortocircuito es de 16,08 kA.

### III.1.2.5. Posiciones de acoplamiento transversal y longitudinal

En este caso tampoco podemos calcular de manera exacta la corriente nominal, ni considerar una distribución de cargas igual para todas las líneas, ya que entonces la corriente circulante por los acoplamientos longitudinales sería nula.

Para calcular entonces esta corriente, consideraremos el caso más desfavorable, uno de los transformadores de potencia fuera de servicio, por lo que la alimentación a toda la carga la estaría suministrando un solo transformador. Estaría suministrando así, la alimentación a las 20 líneas existentes, las 10 líneas que rodean su posición de transformador, más las 10 del otro lado.

$$I = \frac{10}{20} \cdot \frac{40 \cdot 10^6 \text{ VA}}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 10^3 \text{ V}} = 577,35 \text{ A}$$

▲ (I) Intensidad nominal

Donde el factor 10/20 modela la proporción de corriente total que atraviesa el acoplamiento sobre la total que entra por la posición de transformador.

Por lo que la intensidad que debería soportar el acoplamiento longitudinal, en caso de que el otro estuviese abierto sería de 577,35 A, siendo este, el caso más desfavorable.

En estas posiciones se pondrá la misma aparamenta que para las posiciones de línea lado 20 kV, tal y como se refleja en la siguiente tabla, a excepción de la ausencia de transformador de intensidad, que como ya se comentó anteriormente en el apartado II.6.5., esta posición no lo contempla.

Aparamenta	Fabricante/Tipo	Datos electr.	Restricción	Apto
Seccionador	Electrotaz / DIALT 24	630 A	577,35 A	<b>630 A &gt; 577,35 A</b>
Interruptor	Siemens / 3AF0143	1600 A		<b>1600 A &gt; 577,35 A</b>

Nota: Aparamenta desarrollada en el apartado II.6.2.

Como se puede ver en el cuadro la aparamenta cumple el requisito. Y como se puede comprobar la corriente nominal de los interruptores es de 1600 A, por lo que:

$$I = \frac{1600 - 577,35}{1600} \cdot 100 = 63,92 \%$$

▲ (10) Intensidad máxima admisible (%)

El margen porcentual de corriente es elevado por lo que debe ser suficiente para absorber las eventuales inhomogeneidades en el reparto de corriente por las líneas.

Por último, comentar que si uno de los trafos se queda fuera de servicio, habría que proceder a un deslastre de cargas para que el transformador que queda en servicio suministrara como máximo 40 MVA en lugar de los 80 MVA, ya que esta potencia sería superior a la nominal.



### III.2. IMPEDANCIAS DE LAS LÍNEAS

Para proceder más adelante a los cálculos de las intensidades de falta para el dimensionado de las mallas de tierra, necesitamos conocer las impedancias de nuestras líneas aéreas. En nuestro caso, conectan dos líneas, línea Valdepeñas y línea La Paloma de 16,5 y 15,5 km cada una respectivamente.

Son líneas trifásicas con conductores de guarda. Para el cálculo de sus impedancias emplearemos la reducción de Kron.

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{ag} \\ Z_{ab} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bg} \\ Z_{ac} & Z_{bc} & Z_{cc} & Z_{cg} \\ Z_{ag} & Z_{bg} & Z_{cg} & Z_{gg} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_g \end{bmatrix}$$

▲ (I I) Inductancia de una línea trifásica con conductores de guarda

Según esta reducción, se hace una partición de la matriz de impedancias en 4 submatrices.

$$Z_u = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ab} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ac} & Z_{bc} & Z_{cc} \end{bmatrix} \quad Z_{ug} = \begin{bmatrix} Z_{ag} \\ Z_{bg} \\ Z_{cg} \end{bmatrix}$$

$$Z_{gu} = [Z_{ag} \quad Z_{bg} \quad Z_{cg}] \quad Z_g = [Z_{gg}]$$

▲ (I I') Matriz de impedancias en 4 submatrices

$$[V] = [Z_u][I_u] + [Z_{ug}][I_g]$$

$$[0] = [Z_{gu}][I_u] + [Z_{gg}][I_g]$$

▲ (I2) Simplificación (Reducción de Kron)

Con las ecuaciones resultantes y simplificando con la expresión (10), se puede llegar a la matriz reducida:

$$[Z'] = [Z_u] - [Z_{ug}][Z_{gg}]^{-1}[Z_{gu}]$$

▲ (I3) Matriz reducida

Para hallar las inductancias propias y mutuas recurrimos a la *corrección de Carson*. Para el caso de las impedancias propias se pueden utilizar las siguientes ecuaciones aproximadas.

$$Z_{mm} = Z'_{mm} + Z_g - 2Z_{mg} \quad [\Omega/\text{m}]$$

Donde,

$$Z'_{mm} = R_m + 2 \cdot 10^{-7} j\omega \ln \left( \frac{1}{GMR_m} \right) \quad [\Omega/\text{m}]$$

$$Z_g = 9,865 \cdot 10^{-7} f + j0 \quad [\Omega/\text{m}]$$

$$Z_{mg} = j2 \cdot 10^{-7} f \ln \left( \frac{1}{660 \sqrt{\rho/f}} \right) \quad [\Omega/\text{m}]$$

▲ (14) Impedancias propias ( $m = n$ )

Sabiendo que  $R_m$  es la resistencia en  $\Omega/\text{m}$  del conductor,  $f$  es la frecuencia y  $\rho$  es la resistividad del terreno.

Para el caso de las impedancias mutuas.

$$Z_{mn} = Z'_{mn} + Z_g - Z_{mg} - Z_{ng} \quad [\Omega/\text{m}]$$

Donde,

$$Z'_{mn} = 2 \cdot 10^{-7} j\omega \ln \left( \frac{1}{D_{mn}} \right) \quad [\Omega/\text{m}]$$

$$Z_g = 9,865 \cdot 10^{-7} f + j0 \quad [\Omega/\text{m}]$$

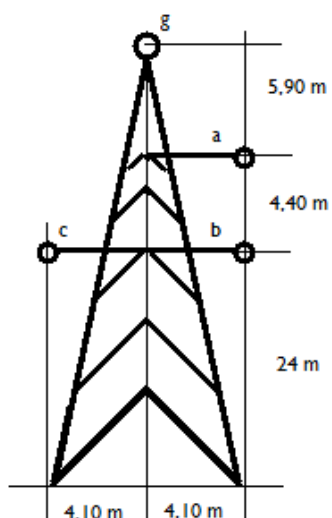
$$Z_{mg} = Z_{ng} = j2 \cdot 10^{-7} f \ln \left( \frac{1}{660 \sqrt{\rho/f}} \right) \quad [\Omega/\text{m}]$$

▲ (15) Impedancias mutuas ( $m \neq n$ )

Sabiendo que  $D_{mn}$  es la distancia entre conductores,  $f$  es la frecuencia y  $\rho$  la resistividad del terreno.

Datos de las líneas

<b>Datos de los cables de línea</b>		
Conductor de Aluminio con refuerzo de acero		ACSR (Paccok)
Radio medio geométrico	GMR	$9,72312 \cdot 10^{-3} \text{ m}$
Resistencia ( $T = 25^{\circ}\text{C}$ )	R	$9,6395 \cdot 10^{-5} \Omega/\text{m}$
Resistencia ( $T = 75^{\circ}\text{C}$ )	$R_{ac}$	$1,1591 \cdot 10^{-4} \Omega/\text{m}$
<b>Datos del cable de guarda</b>		
Conductor de Aluminio con refuerzo de acero (5/8)		AHS
Radio medio geométrico	GMR	$0,0818 \text{ m}$
Resistencia ( $T = 25^{\circ}\text{C}$ )	R	$1,4046 \cdot 10^{-3} \Omega/\text{m}$
Resistencia ( $T = 75^{\circ}\text{C}$ )	$R_{ac}$	$1,5289 \cdot 10^{-3} \Omega/\text{m}$
<b>Distancias de las líneas</b>		
Distancias entre Subestaciones: Valdepeñas y Consolación		$L_1 = 16,5 \text{ km}$
Distancias entre Subestaciones: La Paloma y Consolación		$L_2 = 15,5 \text{ km}$
<b>Distancias entre conductores</b>		
Distancias entre las fases a-b	$D_{ab}$	4,4 m
Distancias entre las fases a-c	$D_{ac}$	9,31 m
Distancias entre las fases b-c	$D_{bc}$	8,20 m
Distancias entre la fase a y el cable de guarda	$D_{ag}$	7,19 m
Distancias entre la fase b y el cable de guarda	$D_{bg}$	11,09 m
Distancias entre la fase c y el cable de guarda	$D_{cg}$	11,09 m
<b>Otros datos</b>		
Frecuencia	$f$	50 Hz
Resistividad del terreno	$\rho$	$300 \Omega \cdot \text{m}$



Las distancias entre los conductores se muestran en la *figura 18*, con estas distancias podemos hallar las distancias entre fases y las distancias entre fases y guarda (valores de la tabla anterior).

Procedemos ahora al cálculo de las impedancias propias y mutuas necesarias para hallar la matriz de impedancias.

◀ **Figura 18. Distancias**

Con la expresión (14) y sustituyendo con los valores de la tabla, se hallan las impedancias propias, resultando:

$$Z_{aa} = Z_{bb} = Z_{cc} = 1,609 \cdot 10^{-4} + 7,553 \cdot 10^{-4} \Omega/m$$

$$Z_{gg} = 1,578 \cdot 10^{-3} + 6,215 \cdot 10^{-4} \Omega/m$$

Con la expresión (15) y sustituyendo con los valores de la tabla, se hallan las impedancias mutuas, resultando:

$$Z_{ab} = 4,9325 \cdot 10^{-5} + 3,711 \cdot 10^{-4} \Omega/m$$

$$Z_{ac} = 4,9325 \cdot 10^{-5} + 3,24 \cdot 10^{-4} \Omega/m$$

$$Z_{bc} = 4,9325 \cdot 10^{-5} + 3,32 \cdot 10^{-4} \Omega/m$$

$$Z_{ag} = 4,9325 \cdot 10^{-5} + 3,403 \cdot 10^{-4} \Omega/m$$

$$Z_{bg} = Z_{cg} = 4,9325 \cdot 10^{-5} + 3,1305 \cdot 10^{-4} \Omega/m$$

Sustituyendo estos valores en la matriz de la expresión (11), obtenemos la matriz de impedancias, y como ya se ha dicho antes, haciendo la reducción de Kron llegamos a la matriz reducida de la expresión (13), cuya solución se muestra en la expresión (13')

$$[Z'] = [Z_u] - [Z_{ug}][Z_{gg}]^{-1}[Z_{gu}]$$

▲ (13) Matriz reducida

$$[Z'] = \begin{bmatrix} 0,2158 + j0,712 & 0,0995 + j0,3309 & 0,0995 + j0,2838 \\ 0,0995 + j0,3309 & 0,2067 + j0,7177 & 0,0951 + j0,2944 \\ 0,0995 + j0,2838 & 0,0951 + j0,2944 & 0,2067 + j0,7177 \end{bmatrix} 10^{-3} \Omega/m$$

▲ (13') Matriz reducida

Pasamos la matriz de impedancias a la matriz de secuencias con la expresión (16)

$$[Z_{012}] = [A]^{-1}[Z'][A]$$

▲ (16) Matriz de secuencias

Sabiendo que,

$$[A] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$$

$$[A]^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}$$

$$a = 1(120^\circ)$$

$$a = 1(-120^\circ)$$

$$[Z_{012}] = \begin{bmatrix} 4 + j1,3 & 0 & 0 \\ 0 & 1 + j4 & 0 \\ 0 & 0 & 1 + j4 \end{bmatrix} 10^{-4} \Omega/m$$

▲ (16) Matriz de secuencias

Por tanto, multiplicando por las distancias de las líneas obtenemos las impedancias de secuencias de ambas líneas. Para la línea 1 (Sub. Valdepeñas – Sub. Consolación), corresponden con la *expresión (17)* y para la línea 2 (Sub. La Paloma – Sub. Consolación), las correspondientes con la *expresión (17')*

$$Z_0 = 6,6 + j21,45 \Omega$$

$$Z_1 = Z_2 = 16,5 + j6,6 \Omega$$

▲ (17) Impedancias de secuencia (línea 1)

$$Z_0 = 6,2 + j20,15 \Omega$$

$$Z_1 = Z_2 = 1,55 + j6,2 \Omega$$

▲ (17') Impedancias de secuencia (línea 2)

## **Apartado IV. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA**

---

### **IV.1. INTRODUCCIÓN**

En una subestación eléctrica la puesta a tierra sirve para proteger a las personas y para garantizar la operación de las protecciones frente a perturbaciones.

Para evitar y atenuar la peligrosidad de estas perturbaciones en la vida y funcionamiento de los equipos, se ha previsto la estabilidad, continuidad de funcionamiento y la protección de los mismos con dispositivos que eviten el ingreso de estos transitorios a los sistemas en fracciones de segundo y sean dispersados por una ruta previamente asignada como es el sistema de puesta a tierra, que es el primer dispositivo protector no solo de equipo sensible, sino también de la vida humana evitando desgracias o pérdidas que lamentar.

La protección eléctrica y electrónica tiene dos componentes fundamentales, que son indisolubles uno de otro: los equipos protectores (pararrayos, filtros, etc.) y el Sistema de Puesta a Tierra, entendiéndose este como el pozo infinito donde ingresan corrientes de falta o transitorios y no tienen retorno porque van a una masa neutra y son realmente dispersados.

Como hemos dicho para proteger a personas y equipos frente a una eventual puesta en tensión de algún elemento, la subestación dispondrá de una red de puesta a tierra, cuyos parámetros estarán calculados y comentados con detalle en apartados posteriores.

Para el diseño de esta puesta a tierra se distribuirá una red de conductores, la cual conectará a un mallazo electrosoldado directamente enterrado por debajo de las cimentaciones, dimensionado para garantizar las tensiones de paso y contacto reglamentarias.

A la red de puesta a tierra se conectará el conjunto de las armaduras de cimentación y estructuras metálicas del edificio, las vías de rodadura de los transformadores, las estructuras metálicas soporte de aparos y cables, las barandillas, tuberías, tanques y carcasas, las chapas sobre canales de cables, la cuba de los transformadores, así como los neutros (donde proceda) y terciarios de los mismos, las pantallas de los cables de potencia, armarios metálicos, grupo electrógeno, ventiladores y todos los equipos en general, así como el sistema de alumbrado y de tomas de corriente y las bandejas metálicas de cables.

Las uniones entre conductores, y entre los conductores y los elementos a conectar a la red de puesta a tierra, se realizarán mediante soldadura aluminotérmica o mediante piezas adecuadas de conexión por presión.



▲ Figura 19. Ejemplo de conexiones

En conclusión, el diseño de puesta tierra tiene como objetivo hallar una solución económica que a la vez mantenga el nivel de calidad y confiabilidad del resto de las instalaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión.

## IV.2. CONSIDERACIONES CONSTRUCTIVAS Y DE MONTAJE

Dada la importancia de la malla de puesta a tierra, tanto desde el punto de vista operativo como de seguridad, los siguientes aspectos deberán ser tenidos en cuenta desde la primera etapa del proyecto.

Para el dimensionado de la malla de tierra de la subestación se tendrán en cuenta las siguientes prescripciones:

- El dimensionado de la instalación de tierra es función de la intensidad que, en caso de fallo, circula a través de la parte afectada de la instalación de tierra y del tiempo de duración del defecto.
- El dimensionado de las instalaciones se hará de forma que no se produzcan calentamientos que puedan deteriorar sus características o aflojar elementos desmontables.
- Los electrodos y demás elementos metálicos llevarán las protecciones precisas para evitar corrosiones peligrosas durante la vida de la instalación.
- Se tendrán en cuenta las variaciones posibles de las características del suelo en épocas secas y después de haber sufrido corrientes de fallo elevadas.

Al proyectar una instalación de puesta a tierra para una subestación, se seguirá el siguiente procedimiento:

1. Investigación de las características del suelo.
2. Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y el tiempo máximo correspondiente de eliminación del defecto.
3. Diseño preliminar de la instalación de tierra.
4. Cálculo de la resistencia del sistema de puesta a tierra.
5. Cálculo de las tensiones de paso y contacto en el interior de la instalación.
6. Cálculo de las tensiones de paso en el exterior de la instalación.
7. Comprobar que las tensiones de paso y contacto calculadas son inferiores a las tensiones de paso y contacto admisibles.
8. Corrección y ajuste del diseño inicial estableciendo el definitivo.

Después de construida la instalación de tierra, se harán las comprobaciones y verificaciones precisas in situ, y se efectuarán los cambios necesarios que permitan alcanzar valores de tensión aplicada inferiores o iguales a los máximos admitidos.



En las líneas de tierra deberán existir los suficientes puntos de puesta a tierra o como también se llaman barrajes equipotenciales, mediante estos barrajes es posible interconectar todas las puestas a tierra, esto permite un fácil acceso a las diferentes puestas a tierra lo que facilita los mantenimientos y las mediciones de resistencia y equipotencialidad.

Un barraje es una pletina de cobre pretaladrada, con dimensiones y separación de pernos y huecos. Debe ser dimensionado de acuerdo con los requisitos inmediatos de aplicación y teniendo en consideración futuros crecimientos, sus dimensiones mínimas son de 5 mm de espesor x 50 mm de ancho y longitud variable. Es preferible pero no imprescindible que sea recubierto con níquel, si no lo es, debe limpiarse antes de unir los conectores.

Para la puesta a tierra se podrán utilizar en ciertos casos, previa justificación:

- Las canalizaciones metálicas.
- Los blindajes de cables.
- Los elementos metálicos de las fundaciones, exceptuando las armaduras pretensadas del hormigón.

Los conductores o bajantes empleados en las puestas a tierra cumplirán las siguientes prescripciones:

- Tendrán una resistencia mecánica adecuada y ofrecerán una elevada resistencia a la corrosión.
- Su sección será tal, que la máxima corriente que circule por ellos en caso de defecto o de descarga atmosférica no lleve a estos conductores a una temperatura cercana a la de fusión, ni ponga en peligro sus empalmes y conexiones.
- Podrán usarse como conductores de tierra las estructuras de acero de apoyo de los elementos de la instalación.
- Deben instalarse procurando que su recorrido sea lo más corto posible.
- Se prohíbe que el bajante de tierra presente cambios bruscos de dirección, teniendo en cuenta que el ángulo de curvatura no puede ser menor de 90 grados y tendrá un radio de curvatura no menor de 203 mm (8 pulgadas).
- Se recomienda que sean conductores desnudos instalados al exterior de forma visible, en el caso de que fuese conveniente realizar la instalación cubierta, deberá serlo de forma que pueda comprobarse el mantenimiento de sus características.

- Los empalmes y uniones deberán realizarse con medios de unión apropiados (grampas Ampact, soldadura aluminotérmica, etc.), que aseguren la permanencia de la unión y que no se experimenten calentamientos al paso de la corriente superiores a los del conductor, y estén protegidos contra la corrosión galvánica.

En la subestación se pondrán a tierra los siguientes elementos:

- Los chasis y bastidores de aparatos de maniobra.
- Los envoltentes de los conjuntos de armarios metálicos.
- Las puertas metálicas de los locales.
- Las vallas y cercas metálicas.
- Las columnas, soportes, etc.
- Las estructuras y armaduras metálicas de los edificios que contengan instalaciones de alta tensión.
- Los blindajes metálicos de los cables.
- Las tuberías y conductos metálicos.
- Las carcasas de los transformadores.
- Los hilos de guarda o cables de tierra de las líneas aéreas.
- Los neutros de los transformadores.
- Los circuitos de baja tensión de los transformadores de medida.
- Los limitadores, descargadores, pararrayos, para eliminación de sobretensiones o descargas atmosféricas.
- Los elementos de derivación a tierra de los seccionadores de puesta a tierra.

Serán interconectadas todas las puestas a tierra de la subestación (puestas a tierra de servicio y protección), garantizando la equipotencialidad de la misma.

Las puestas a tierra de los dispositivos utilizados como descargadores de sobretensiones se conectarán a la puesta a tierra del aparato o aparatos que protejan. Estas conexiones se realizarán procurando que su recorrido sea mínimo (para evitar tensiones inducidas en los bajantes de conexión) y sin cambios bruscos de dirección.

Los descargadores de sobretensión, los transformadores de tensión y los neutros de los transformadores de potencia deberán estar conectados, además de su vinculación a la malla, a jabalinas con cámara de inspección.

La puesta a tierra del neutro de los secundarios de los transformadores de medida deberá ser realizada en la caja de conjunción de cada terna de transformadores.

En los conjuntos protegidos por envoltente metálica deberá existir un conductor de tierra común para la puesta a tierra de la envoltente, dispuesta a lo largo

de toda la aparamenta. La sección mínima de dicho conductor será de 35 mm<sup>2</sup> de conductor cobre.

A efectos de conexión a tierra de las armaduras internas, tabiques de separación de salas, etc., se considera suficiente para la continuidad eléctrica, su conexión con tornillos o soldadura.

Los elementos metálicos que salen fuera del área de la subestación, tales como raíles y tuberías, deben estar conectados a la instalación de tierra general en varios puntos si su extensión es grande. Será necesario comprobar si estos elementos pueden transferir al exterior tensiones peligrosas, en cuyo caso deben adoptarse las medidas para evitarlo mediante juntas aislantes, u otras medidas si fuera necesario.

La cerca de la subestación se colocará a un metro hacia dentro del perímetro de la malla, para evitar tensiones de contacto peligrosas para una persona parada en la parte exterior de la subestación y tocando la cerca de la misma, la cerca se conectará a dicha malla en cada uno de sus vértices.

- Siguiendo este criterio, y teniendo en cuenta que el terreno de la subestación “Consolación” tiene un área de unos 7744 m<sup>2</sup>, el área de nuestra malla de tierra tiene que estar en torno a los **8100 m<sup>2</sup>**.

El cerco perimetral deberá conectarse a la red de puesta a tierra mediante conductores de cobre o acero-cobre. Se garantizará que todas y cada una de las secciones del cerco perimetral se encuentren conectadas a la red de tierra.

Deberá extenderse hacia fuera, mediante los conductores necesarios, para controlar la tensión de contacto en la parte exterior del cerco.

Las puertas se conectarán al cerco mediante cintas flexibles de cobre estañado.

Después de construida la malla serán comprobadas las tensiones de paso y contacto que pueden aparecer en la malla, garantizando que los valores medidos estén por debajo de los límites admisibles.

Para efectuar esto se utilizara un voltímetro de resistencia interna de 1000  $\Omega$ .

Los electrodos de medida para simulación de los pies deberán tener una superficie de 200 cm<sup>2</sup> cada uno y deberán ejercer sobre el suelo una fuerza mínima de 250 N cada uno, esta fuerza puede obtenerse mediante pesos.

$$\frac{250}{9,8} \text{ kg} = 25 \text{ kg}$$

Se emplearán fuentes de alimentación de potencia adecuada para simular la falta, de forma que la intensidad empleada en el ensayo sea como mínimo el 1% de la corriente para la cual ha sido dimensionada la instalación sin que sea inferior a 50 A,

con lo que se eliminan los defectos de las posibles tensiones vagabundas o parásitas circulantes por el terreno.

Consecuentemente, y a menos que se emplee un método de ensayo que elimine el efecto de dichas corrientes parásitas, por ejemplo, método de inversión de la polaridad, se procurará que la intensidad inyectada sea del orden del 1% de la corriente para la cual ha sido dimensionada la instalación y en cualquier caso no inferior a 50 A.

Medidos los valores de tensión de paso ( $V_p$ ) y contacto ( $V_c$ ) a la corriente de ensayo ( $I_E$ ) se procede a calcular por extrapolación los valores de  $V_c$  y  $V_p$  a corriente de puesta a tierra  $I_T$  (corriente de falta a tierra para el cual ha sido diseñada la instalación).

Para realizar la medición de estas tensiones se seguirán los siguientes pasos:

- Mediante el empleo del equipo adecuado inyectar una corriente alterna entre el electrodo de tierra y un electrodo auxiliar (dispensor).
- El valor de la corriente a inyectar será determinado siguiendo las disposiciones reglamentarias.
- El electrodo auxiliar habrá que emplazarlo a una distancia tal que el reparto de corriente que parte del electrodo resulte regular. Este aspecto será preferible determinarlo por ensayo en la propia instalación.
- Con un voltímetro de resistencia interna de  $1000 \Omega$  medir en el interior y en el exterior del área protegida las tensiones presentes en el terreno a distancias de 1m y entre partes metálicas del voltímetro emplear dos pesos de 25 kg cada uno y  $200 \text{ cm}^2$  de superficie de contacto con el suelo también cada uno.
- Los resultados obtenidos en el ensayo habrá que referirlos a las condiciones presentes durante un fallo a tierra en la instalación, para ello bastará aplicar la expresión siguiente:

$$V_{paso} = V_{medida} \frac{I_p}{I_E}$$

$$V_{contacto} = V_{medida} \frac{I_T}{I_E}$$

- Cuando se utilice el método de inversión de polaridad se tendrá en cuenta que:

$$V_{paso\ medida} = \frac{V_{pm0^\circ} V_{pm180^\circ}}{2}$$

$$V_{\text{contacto medida}} = \frac{V_{cm0^\circ} V_{cm180^\circ}}{2}$$

Siendo  $V_{pm0^\circ}$  y  $V_{cm0^\circ}$  las tensiones de paso y contacto respectivamente inyectadas en un sentido y  $V_{pm180^\circ}$  y  $V_{cm180^\circ}$  las inyectadas en sentido contrario.

Este ensayo puede entrañar riesgos para el personal operador y para las personas en general, ya que los valores de corriente son elevados y además desconocemos si van a aparecer gradientes de potencial elevados. Por esta razón, las medidas deben realizarse por personal especializado y extremando las condiciones de seguridad.

Es importante, delimitar la zona donde se efectúan las mediciones mediante cintas, carteles de señalización, señales luminosas si fuera necesario, etc. principalmente en los alrededores de los electrodos que se emplean como toma de tierra auxiliar, que puede estar constituida por varios electrodos de barra.

Los sitios de medición deben tomarse al azar, tanto en la parte externa como interna y en tantos puntos como lo permita la instalación. Se deben dar prioridad a puntos ubicados en el perímetro de la malla, pues en estos sitios existe mayor probabilidad de tensiones altas, en especial los soportes metálicos, puertas metálicas de acceso, rejillas de ventilación accesibles a personas, carriles para el desplazamiento de transformadores y, en general, cualquier otro tipo de elemento que, en un momento dado, pueda estar en contacto con las personas, referenciando todos los lugares con una clara identificación.

Para las instalaciones de nuestra subestación, al ser nuevas y sobre todo si son importantes, se recomienda efectuar las mediciones cuando ya esté montado todo el sistema de puesta a tierra y antes de proceder a la etapa de acabados asfálticos, de gravilla u otros.

Después de ser construida la subestación será recubierta en toda su área con una capa de grava o balasto de 20 cm.

Los electrodos verticales de neutros y pararrayos se vinculan a la malla de tierra y serán tenidos en cuenta al determinar el valor total del sistema de puesta a tierra.

La sección mínima de los conductores de tierra deberá ser determinada en función de la corriente máxima previsible de falta.

Si los cálculos basados en el diseño preliminar indican que pueden existir diferencias de potencial peligrosos dentro de la subestación, las siguientes posibles soluciones deben ser estudiados y aplicadas donde sea apropiado:

- Disminución total de la resistencia de tierra: Una total disminución de la resistencia de tierra disminuirá el máximo potencial de tierra, GPR (máxima elevación de potencial en la red de una subestación con respecto a un punto distante que se asume que está al potencial de tierra remoto) y por tanto la máxima tensión transferida. La vía más efectiva para disminuir la resistencia de una malla de tierra es por un incremento del área ocupada por la malla. Pozos o varillas enterradas profundamente pueden ser usados si el área disponible es limitada y las varillas penetran capas de baja resistividad. Una disminución en la resistencia de la subestación puede o no disminuir apreciablemente los gradientes locales, dependiendo del método usado.
- Espaciamiento cercano de la malla: El problema en el perímetro puede ser más difícil, especialmente en pequeñas subestaciones donde la resistividad es alta. Sin embargo, es usualmente posible enterrar los conductores de tierra por fuera de la línea de la cerca para asegurar que los gradientes escarpados que surgen inmediatamente fuera del perímetro de la malla no contribuyan a mayores tensiones peligrosas de contacto.
- Otra manera efectiva y económica de controlar los gradientes es incrementar la densidad de varillas de tierra en el perímetro. Esta densidad puede ser decrementada hacia el centro de la malla.
- Otro método para controlar los gradientes perimetrales y los potenciales de paso es enterrando dos o más conductores en paralelo alrededor del perímetro a profundidades sucesivamente mayores según la distancia de separación de la subestación. Otra metodología es variar el espaciamiento de los conductores colocando un espaciamiento menor de los conductores cercanos al perímetro de la malla.
- Desviar una gran parte de la corriente de falta hacia otros caminos, conectando conductores de guarda en líneas de transmisión o disminuyendo el valor de resistencia de la base de la torre en las proximidades de la subestación, parte de la corriente de la falla se desviará a partir de la malla. Sin embargo, en relación con lo último, debe ser valorado el efecto de los potenciales de falla cercanos a las bases de las torres.
- Limitando la corriente de falta total: Si es factible, limitando la corriente total de la falta disminuirá el GPR y todos los gradientes en proporción. Sin embargo, otros factores harán normalmente esto

impráctico. Además si es realizado a cuenta de un mayor tiempo de limpieza de la falta, el daño puede ser incrementado en lugar de disminuir.

- Limitando el acceso a áreas limitadas: Limitando el acceso a ciertas áreas se reducirá la probabilidad de daños al personal.

La profundidad de enterramiento de la malla se realizará a una profundidad de 0.60 m.

Al margen de las necesidades específicas relativas a la resistividad del terreno y a las tensiones de paso y contacto, las retículas de la malla de tierra se podrán densificar mediante el agregado de ramas adicionales en las proximidades de las estructuras de retención de barras el hilo de guarda, los transformadores de medida y pararrayos.

Los bajantes para conexión a la malla deberán ser conectadas, con la mínima longitud posible, a dos de los lados de la retícula que rodean los pórticos y/o estructura soporte de equipo. Cada conexión se hará lo más cercana a los cruces de la malla. La sección de los cables de bajada deberá ser igual a la sección del cable de la malla de tierra.

Los pararrayos se conectarán a la malla de tierra de forma tal que las corrientes que drenen no afecten la zona de puesta de aparatos de señal.

Los canales para el tendido de cables llevarán a lo largo, como mínimo, un conductor de la misma sección que la malla de puesta a tierra, al que se conectarán todos los soportes metálicos colocados dentro de los canales.

Los canales interiores para cables llevarán un conductor de puesta a tierra similar al de los exteriores igualmente vinculado a la malla de puesta a tierra.

Dicho conductor deberá ser conectado a la malla de puesta a tierra cada 20 m como máximo.

Los locales donde se instale equipamiento electrónico deberán estar provistos de un plano de tierra equipotencial, compuesto por una plancha de cobre continuo sobre todo el piso cuyo espesor dependerá del número y posición de los aparatos, instalada por ejemplo bajo el falso suelo. Dicho plano de tierra constituirá el colector de la puesta a tierra funcional y de seguridad, para todos los aparatos electrónicos instalados, de clase 2 kV.

El plano de tierra deberá ser conectado a una única toma de tierra que llegue a la malla de tierra mediante conexión de sección adecuada. Dicha conexión, si es de longitud superior a algunos metros, deberá ser de tipo blindado, debiendo ser dicho blindaje conectado a tierra, sólo del lado de la malla de tierra.

Las tierras de los aparatos deberán conectarse al mencionado plano de tierra equipotencial, en modo radial, cada una con conexión propia de mínima longitud.

Todos los aparatos no electrónicos (otras alimentaciones y servicios como la instalación de acondicionamiento de aire, etc.), deberán conectarse a la toma de tierra utilizando conexiones independientes de las anteriores.

Se dispondrá el suficiente número de rótulos avisadores con instrucciones adecuadas en las zonas peligrosas y existirá a disposición del personal de servicio, medios de protección tales como calzado, guantes, banquetas o alfombras aislantes.

En resumen, el diseño de la malla de puesta a tierra será optimizado teniendo presentes dos aspectos fundamentales:

- Se trata de un sistema de seguridad y protección para personas y equipos y que se encuentra enterrado, lo que dificulta la detección de daños.
- Tiene un alto costo de renovación en caso de deterioro u obsolescencia.

Y por lo tanto, en el diseño y selección de materiales debe priorizarse la confiabilidad y perdurabilidad.

#### Cimentaciones

En las cimentaciones, previo al hormigonado, deberán instalarse caños plásticos de diámetro mínimo 25 mm para el pasaje de los conductores de interconexión entre la malla de puesta a tierra y los equipos. Todos los cables de conexión deberán quedar protegidos para evitar que puedan ser dañados. Todos los bulones de conexión deberán ser accesibles para inspección.

Todas las armaduras de las cimentaciones tendrán continuidad eléctrica mediante soldadura y serán conectadas a la malla de tierra.

#### Estructuras

En las estructuras metálicas, deberá asegurarse la continuidad, para permitirles actuar como conductor de puesta a tierra y deberán preverse los agujeros necesarios para la colocación de los bulones de conexión a la malla de puesta a tierra.

La puesta a tierra de funcionamiento de los seccionadores, transformadores de medida, capacitores de acoplamiento, deberá ser realizada mediante cables o pletinas de cobre de sección igual a la de la malla.



### Características del Terreno

Las estimaciones de la resistividad basadas en una clasificación de suelos son insuficientes para el diseño. Por lo tanto, deberán efectuarse mediciones en varios puntos del terreno que ocupará la estación para conocer sus características geoelectricas.

Raramente se encuentran terrenos en los que la resistividad sea uniforme en toda el área y a una considerable profundidad. Típicamente, se encontrarán varias capas de diferente resistividad. El número de lecturas a efectuar deberá ser mayor cuanto mayor sea la dispersión, especialmente si los valores encontrados son muy altos.

Si el terreno es penetrable, esta investigación puede efectuarse preliminarmente en forma rápida y económica mediante la implantación de jabalinas de acero redondo, obteniéndose directamente la resistencia de dispersión a tierra. En caso contrario, deberá hacerse la prospección mediante los métodos de Wenner o Schulemberger, obteniéndose el perfil geoelectrico en capas y la "resistividad aparente" o "equivalente".

En el *apartado IV.3.* se incluye la forma para obtener la resistividad en  $\Omega.m$  mediante la lectura con telurímetro de la resistencia de dispersión de un electrodo de dimensiones conocidas. Además, se resume la aplicación del método de Wenner y la fórmula de cálculo para la obtención de la resistividad en  $\Omega.m$  mediante la lectura de tensión y corriente entre cuatro electrodos de dimensiones y distanciamiento conocido.

Se deberán determinar valores para diez puntos singulares de la subestación a desarrollar como mínimo.

Deberá obtenerse información sobre temperatura y humedad del suelo al tiempo de la medición. Esta última tiene decisiva influencia en el valor de la resistividad.

Será conveniente realizar las mediciones con el terreno seco, por lo menos a una semana después de la última lluvia.

Debe prestarse atención a la posible existencia de conductores enterrados en el área de la estación ya que éstos, si están lo suficientemente cerca como para alterar el patrón de flujo de corriente, pueden invalidar las lecturas hechas por el citado método.

Los resultados a obtener del estudio geoelectrico, en cada uno de los puntos estudiados, deberán ser los siguientes:

- Valores de resistividad en las distintas capas.
- Espesor de cada capa.

### Condiciones climáticas

Por su influencia sobre la humedad permanente, el dato climático más importante es el del nivel de precipitaciones anuales.

### **Parámetros para el diseño**

#### Características del Sistema de Transmisión

Los datos necesarios sobre el sistema y las condiciones de operación de la Red y en particular sobre el punto de la red son:

- Potencia de cortocircuito máxima.
- Configuración.
- Tiempo de operación para el despeje de fallas.

#### Datos para el Diseño

Los valores de corriente máxima para el cálculo de la malla de puesta a tierra, tanto trifásico como monofásico, son datos relacionados tanto con las instalaciones existentes como con las previsiones de futuros desarrollos en el área en cuestión.

#### Resistividad del Suelo

La resistividad natural del suelo  $\rho$ , es la determinada mediante los estudios eléctricos descritos en el *apartado IV.3*.

La resistividad de la capa superficial artificial ( $\rho_s$ ) dependerá del tipo de material utilizado, en nuestro caso utilizaremos grava por lo que su valor será de 3000  $\Omega.m$ . (este valor se puede obtener en el *Reglamento sobre centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, RCE-ITC MIE-RAT 13 apartado 4.1. pág. 139*)

### IV.3. MEDICIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO

El objeto de este procedimiento es establecer los criterios técnicos que han de seguirse en la realización sistemática de las medidas de la resistencia de las instalaciones de puesta a tierra.

La medición de la resistividad del terreno es un dato importante a la hora de diseñar sistemas de puesta a tierra. La resistividad es un factor determinante en el valor de resistencia a tierra que pueda tener un electrodo enterrado, ya que puede determinar a qué profundidad debe ser enterrado el mismo para obtener un valor de resistencia bajo.

La resistividad puede variar ampliamente en terrenos que tengan las mismas características, su valor cambia con las estaciones. La misma es determinada grandemente por el contenido de electrolitos (consiste en minerales, sales disueltas y humedad). Un suelo seco tiene un alto valor de resistividad si no contiene sales solubles. La resistividad también se verá influenciada por la temperatura.

El método más utilizado para realizar estas mediciones es el de Wenner, recomendado por la guía de diseño para subestaciones transformadoras de TRANSENER:

Para la medición se disponen 4 electrodos en línea recta y equidistantes una distancia  $a$ , simétricamente respecto al punto en el que se desea medir la resistividad del suelo, como se muestra en la *figura 20.*, el equipo de medida es un telurómetro de cuatro terminales, los electrodos externos son los de inyección de la corriente y los centrales los encargados de medir la caída de potencial (en función de la resistencia).

El valor obtenido con la medición es sustituido en la *expresión (18)*, obteniéndose un valor promedio de resistividad aparente a una profundidad equivalente a la distancia  $a$  entre los electrodos:

$$\rho = \frac{4\pi a R}{1 + \frac{2a}{\sqrt{(a^2 + 4b^2)}} - \frac{a}{\sqrt{(a^2 + b^2)}}}$$

▲ (18) Resistividad del terreno ( $\Omega \cdot m$ )

Donde:

$a$ , Distancia entre electrodos en metros.

$b$ , Profundidad del electrodo en metros.

$R$  : Valor de resistencia obtenido en la medición con el telurómetro.

Si  $a > 20b$  la expresión anterior se puede aproximar a la siguiente expresión:

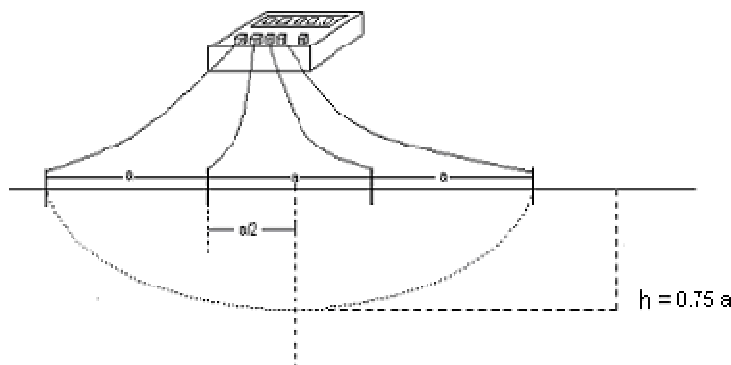
$$\rho = 2\pi aR$$

▲ (18') Resistividad del terreno  $\{a > 20b\}$  ( $\Omega \cdot m$ )

En relación a este método, debe tenerse en cuenta la profundidad de sondeo, comprendida entre la superficie del terreno y la profundidad a la cual la corriente se ha reducido a la mitad de su valor en la superficie, siendo esta profundidad de exploración aproximadamente de  $0.75a$ .

La elección de la profundidad de investigación depende directamente de cuanto será la extensión que vaya a ocupar la malla de tierra. Cuanto mayor sea esta extensión, mayor será la profundidad de exploración del suelo de cuyas características depende el sistema de puesta a tierra.

Por otro lado, los potenciales en la superficie dependen principalmente de la resistividad de la capa superficial de terreno que se escoja, mientras que la resistencia de puesta a tierra no depende de ella.



▲ Figura 20. Medición de  $\rho$  del terreno por el método de Wenner (con telurómetro clásico de cuatro terminales)

Criterios prácticos a tener en cuenta al medir la resistividad del terreno:

- La profundidad de los electrodos no debe sobrepasar 30 cm.
- Es conveniente que se realicen mediciones en diferentes direcciones para un mismo sondeo, por ejemplo de Norte a Sur y de Este a Oeste, debido a las características de anisotropía de los suelos.
- Al elegir la profundidad de exploración no se recomiendan profundidades mayores a los 8 metros puesto que es muy difícil poder llegar con las tomas de tierra hasta esos niveles, esto implica separaciones interelectrónicas hasta 11 metros.

- No es conveniente que las mediciones se realicen donde existan tomas de tierra o tuberías, puesto que las mismas provocan que la corriente que se inyecta en el terreno tome otra trayectoria no deseada perturbando así el resultado.
- Si se quiere conocer la resistividad existente en una puesta a tierra, es obligatorio realizar la medición en una zona cercana a la misma, con características similares y con la misma conformación geológica, a una separación igual o mayor a tres veces la separación de los electrodos.

Con estos valores obtenidos se traza la curva de resistividad, por la cual se selecciona a que profundidad deben ser enterrados los electrodos.

Cuando por los valores de la resistividad del terreno, de la corriente de puesta a tierra o del tiempo de eliminación de la falta, no sea posible técnicamente, o resulte económicamente no factible mantener los valores de las tensiones de paso y contacto dentro de los límites admisibles, deberá recurrirse al empleo de medidas adicionales de seguridad a fin de reducir los riesgos a las personas y los bienes.

Tales medidas podrán ser entre otras:

- Hacer inaccesibles las zonas peligrosas.
- Disponer de suelos o pavimentos de elevada resistividad que aislen suficientemente de tierra las zonas de servicio peligrosas.
- Aislar todas las empuñaduras o mandos que hayan de ser tocados.
- Establecer conexiones equipotenciales entre la zona donde se realice el servicio y todos los elementos conductores accesibles desde la misma.
- Aislar los conductores de tierra a su entrada en el terreno.

Para la medición de la resistividad del terreno y la resistencia de tierra será conveniente realizar las mediciones con el terreno seco, por lo menos a una semana después de la última lluvia.

Cuando la humedad del terreno varíe considerablemente de unas épocas del año a otras se tendrá en cuenta esta circunstancia al dimensionar y establecer el sistema de tierra. Se utilizarán recubrimientos con gravilla en la subestación entre otras cosas como ayuda para conservar la humedad del suelo.

La corriente tiende a fluir cerca de la superficie, para separación pequeña entre electrodos, mientras que para separaciones mayores, la corriente penetra los suelos

más profundos. Por tanto, es costumbre asumir (aunque no sea estrictamente cierto) que la resistividad medida, para una cierta separación  $a$ , representa la resistividad del suelo a la profundidad  $a$ . Entonces, la *Expresión (20)* puede usarse para determinar la resistividad aparente  $\rho$  a la profundidad  $a$ .

#### Características técnicas del equipo utilizado

En la ejecución de los trabajos de campo se ha utilizado el equipo y material que se describe a continuación:

#### Equipo medidor de resistencia contra tierra GEOHM-C

Rango de medida (indicación)	Rango de uso nominal	Impedancia corriente prueba	Error intrínseco	Variación del sistema
0,01 ... 20 $\Omega$	0,5 ... 20 $\Omega$	10 mA	$\pm(3\%v.m.+6D)$	$\pm(10\%v.m.+6D)$
0,1 ... 200 $\Omega$	5 ... 200 $\Omega$	1 mA		$\pm(10\%v.m.+6D)$
1 $\Omega$ ... 2 k $\Omega$	50 $\Omega$ ... 2 k $\Omega$	100 $\mu A$		$\pm(10\%v.m.+6D)$
10 $\Omega$ ... 20 k $\Omega$	500 $\Omega$ ...20 k $\Omega$	100 $\mu A$		$\pm(10\%v.m.+6D)$
10 $\Omega$ ... 50 k $\Omega$	500 $\Omega$ ... 50 k $\Omega$	100 $\mu A$		$\pm(16\%v.m.+10D)$

Una vez introducido el valor de la distancia de separación entre picas  $a$  y efectuada la medida de resistencia, el equipo calcula la resistividad según el método de Wenner, anteriormente descrito, y muestra el resultado directamente en  $\Omega m$ .

La fuente de corriente constante libre de potencial suministra corrientes para los cinco rangos de medida de hasta 10 mA, como máximo, con una frecuencia de 128 Hz.

La tensión de prueba máxima en las conexiones es de 50 V, referente a tierra.

#### Proceso de medida y toma de datos

Se han realizado tres perfiles de medición con direcciones no paralelas, abarcando la mayor superficie posible del terreno a investigar.

Se han tomado por cada perfil cinco medidas, con un intervalo de separación entre piquetas de 2, 6, 10, 15 y 20 m.

Resultados obtenidos**PERFIL 1**

Separación de sondas $a$ (metros)	Resistividad $\rho = 2\pi aR$ ( $\Omega m$ )
2	77
6	154
10	192
15	173
20	163

**PERFIL 2**

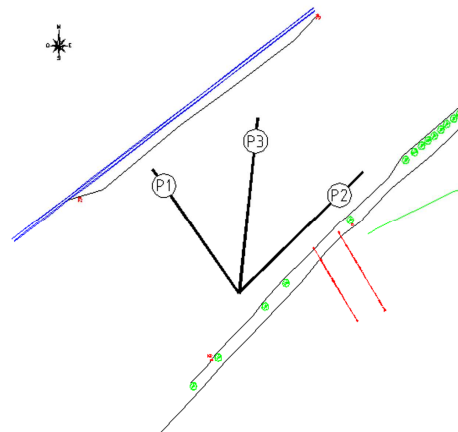
Separación de sondas $a$ (metros)	Resistividad $\rho = 2\pi aR$ ( $\Omega m$ )
2	95
6	175
10	200
15	163
20	181

**PERFIL 3**

Separación de sondas $a$ (metros)	Resistividad $\rho = 2\pi aR$ ( $\Omega m$ )
2	79
6	148
10	169
15	167
20	169

Croquis de resistividad

La ubicación de los perfiles se muestra en la figura 21.



▲ Figura 21. Croquis de resistividad

#### IV.4. CÁLCULO DE LA RED DE TIERRA: RCE ITC MIE-RAT 13

Los cálculos se han realizado de acuerdo con la Instrucción Técnica complementaria MIE-RAT 13 del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación y las recomendaciones del Comité de Distribución de UNESA.

##### Datos de Partida

<b>Datos Generales</b>			
Frecuencia de la Red	50	Hz	
Temperatura ambiente	25	°C	
Tiempo de despeje	0.5	s	NOTA I (t)
Neutro rígidamente a tierra			
<b>Datos del Terreno</b>			
Espesor capa superficial	0.2	m	
Resistividad capa superficial	3000	$\Omega/\text{m}$	Grava ( $\rho_s$ )
Resistividad del subsuelo	200	$\Omega/\text{m}$	Arena silíceo ( $\rho$ )
Grosor del primer suelo	10	m	
Resistividad segundo suelo	181	$\Omega/\text{m}$	
Grosor segundo suelo	20	m	
<b>Datos Geométricos</b>			
No existen picas	-	-	
Malla Rectangular	-	-	
Profundidad de las rejillas	0,6	m	(h)
Área de la malla	8100	$\text{m}^2$	(A)
Lado mayor de la malla	90	m	( $L_{MM}$ )
Lado menor de la malla	90	m	( $L_{Mm}$ )
Separación entre conductores	4	m	(D)
Longitud de perímetro	360	m	( $L_P$ )
Longitud total de conductores	4230	m	( $L_C$ )
<b>Datos Generales de las líneas</b>			
Niveles de tensión	132/20	kV	
Nivel en el que se produce la falta	132	kV	

NOTA I: Según MIE-RAT 13, para instalaciones con reenganche automático no superior a 0,5 segundos, se tomará como tiempo de despeje de falta la suma de los tiempos parciales de mantenimiento de la corriente de defecto. Se ha tomado en este caso un valor conservador de  $0,25 \text{ s} + 0,25 \text{ s} = 0,5 \text{ s}$ .



Dado que la parte de corriente de defecto que aporta el transformador no circula por tierra, sólo contribuyen a la elevación de potencial de la malla las aportaciones de las líneas.

Calculamos la intensidad en caso de falta en barras de 132 kV:

$$I_{CC} = \frac{S_{CC}}{\sqrt{3} \cdot U_N} = \frac{6000}{\sqrt{3} \cdot 132000} = 26243,2 \text{ A}$$

▲ (19) Intensidad en caso de falta en barras 132 kV

Dado que se trata de una instalación de más de 100 kV, según el apartado 5 de la RAT-13, se considera a efectos de tensiones aplicadas de paso y contacto, el 70% de la intensidad de corriente de puesta a tierra y su valor es:

$$IE = 0,7 \cdot 26243,2 = 18370,24 \text{ A}$$

▲ (20) Intensidad de defecto para cálculos de tensiones de paso y contacto

Este valor es el que se tomará para los cálculos posteriores, así como para valor teórico de los ensayos de dichas tensiones de paso y contacto, ya que incluye la propia malla y los hilos de tierra conectados a ella.

Para el cálculo de la red de puesta a tierra se supone la condición más desfavorable de falta, la falta trifásica en barras de 132 kV, que como se indicó anteriormente produce una corriente de 18370,24 A.

La tensión de paso máxima admisible, en voltios, se define por la expresión (21).

$$V_{P_{MAX}} = \frac{10 \cdot K}{t^n} \left( 1 + \frac{6 \cdot \rho_s}{1000} \right)$$

▲ (21) Tensión de paso máxima admisible

K y n son coeficientes dependientes del tiempo de despeje de la falta, cuyos valores se muestran a continuación, según la tabla en reglamentación.

Tiempo despeje falta Coeficientes	t<0.9 s	t>0.9 s
K	72	78.5
n	1	0.18

NOTA: K = 72 y n = 1 por ser t < 0,9 s.

Por tanto la tensión de paso será.

$$V_{P_{MAX}} = \frac{10 \cdot 72}{(0,5)^1} \left( 1 + \frac{6 \cdot 3000}{1000} \right) = 27360 \text{ V}$$

▲ (21) Tensión de paso máxima admisible

Por otro lado, la tensión de contacto máxima admisible, en voltios, se define.

$$V_{C_{MAX}} = \frac{K}{t^n} \left( 1 + \frac{1,5 \cdot \rho_s}{1000} \right)$$

▲ (22) Tensión de contacto máxima admisible

Resultando:

$$V_{C_{MAX}} = \frac{72}{(0,5)^1} \left( 1 + \frac{1,5 \cdot 3000}{1000} \right) = 792 \text{ V}$$

▲ (22) Tensión de contacto máxima admisible

La sección de los conductores de puesta a tierra debe ser tal que no se produzcan calentamientos que puedan deteriorar sus características o aflojar los elementos desmontables de unión. El Reglamento considera para los efectos de tiempos de despeje de la falta menores a 1 segundo, como en el caso que se analiza, una densidad de corriente máxima admisible de 160 A/mm<sup>2</sup> para conductores de cobre (60 A/mm<sup>2</sup> para el caso de conductores de acero). Por tanto, la sección mínima de los conductores a emplear en la malla de puesta a tierra viene dada en la *expresión (23)* para el caso de cobre y *expresión (24)* para el caso del acero:

$$S = \frac{I_{CC}}{J_{max}} = \frac{18370,24}{160} = 114,81 \text{ mm}^2$$

▲ (23) Sección (Cobre)

$$S = \frac{I_{CC}}{J_{max}} = \frac{18370,24}{60} = 306,17 \text{ mm}^2$$

▲ (24) Sección (Acero)

Teniendo en cuenta que en el diseño y selección de materiales debe priorizarse la confiabilidad y perdurabilidad, se eligen conductores de cobre. Cuyas características se reflejan al final de este apartado.

La expresión de la resistencia de tierra, según la expresión indicada en el Reglamento para mallas de tierra es:

$$R_{PAT} = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L_C} + \frac{\rho}{l}$$

▲ (25) Resistencia de puesta a tierra

Siendo " $\rho$ " la resistividad de la capa de terreno donde se instale la malla, " $r$ " el radio en metros de un círculo de la misma superficie que el área cubierta por la malla, " $L_C$ " la longitud total de los conductores enterrados que según los datos geométricos de la malla proyectada, resulta ser de 4230 metros y " $l$ " la longitud en metros de las picas, en nuestro caso será nula, cuya razón se explica más adelante en el apartado IV.5.2.5. El radio equivalente al área que abarca la malla resulta:

$$r = \sqrt{\frac{A}{\pi}} = \sqrt{\frac{8100}{\pi}} = 50,78 \text{ m}$$

▲ (26) Radio " $r$ "

El estar enterrada la malla a una profundidad de 0,6 metros, la resistividad del terreno es la del primer suelo, que resulta ser 200  $\Omega\text{m}$ . Por tanto, la resistencia de tierra obtenida es:

$$R_{PAT} = \frac{200}{4 \cdot 50,78} + \frac{200}{4230} = 1,03 \Omega$$

▲ (25) Resistencia de puesta a tierra

En el reglamento RCE ITC MIE-RAT 13 no hay ninguna restricción sobre el valor de la resistencia de puesta a tierra, pero tomaremos el valor máximo de la misma de 1  $\Omega$  (tolerando un 10% por encima de este valor), tal y como se comenta en el apartado IV.5.2.5. Por lo tanto, el valor de la resistencia estará limitado y así también, el diseño de nuestra malla de puesta a tierra.

#### Comprobación de los resultados.

De acuerdo con el Reglamento, se comprobará a continuación que las tensiones de paso y de contacto que aparecen en el sistema de puesta a tierra proyectado están por debajo de los valores máximos admisibles.

La tensión de paso en el interior del recinto de la subestación se calcula, según recomendaciones de UNESA, con la siguiente fórmula empírica:

$$V_{PASO} = 0,366 \cdot \rho \cdot i \cdot \log \left( \frac{(D/2)^2 + h^2}{h^2} \right)$$

▲ (27) Tensión de paso

Siendo " $\rho$ " la resistividad del suelo a la altura de la malla, " $D$ " la longitud del lado de cuadrícula de la malla, " $h$ " la profundidad de instalación de la malla e " $i$ " la densidad lineal de corriente a lo largo de la longitud total de malla de puesta a tierra considerando picas si las hubiese.

$$i = \frac{i_{cc}}{L_c + l} = \frac{18370,24}{4230 + 0} = 4,34 \text{ A/m}$$

▲ (28) Densidad lineal de corriente

Por tanto:

$$V_{PASO} = 0,366 \cdot 200 \cdot 4,34 \cdot \log \left( \frac{\left( \left( 4,5/2 \right)^2 + 0,6^2 \right)}{0,6^2} \right) = 344,34 \text{ V}$$

▲ (27) Tensión de paso

Por otro lado, la tensión de contacto en el interior de la subestación se calcula, también siguiendo las recomendaciones de UNESA, con la fórmula práctica:

$$V_{CONTACTO} = 0,366 \cdot \rho \cdot i \cdot \log \left( \frac{(D^2 + 4 \cdot h^2)^{3/2}}{16 \cdot d \cdot h \cdot D} \right)$$

▲ (29) Tensión de Contacto

Donde " $d$ " es el diámetro de los conductores de puesta a tierra en metros, que para una sección de 120 mm<sup>2</sup> resulta ser de 0,01236 metros. De esta forma:

$$V_{CONTACTO} = 0,366 \cdot 200 \cdot 4,15 \cdot \log \left( \frac{(4,5^2 + 4 \cdot 0,6^2)^{3/2}}{16 \cdot 0,01236 \cdot 0,6 \cdot 4,5} \right) = 694,98 \text{ V}$$

▲ (29) Tensión de Contacto

Se debe de considerar la tensión de paso en el exterior, definida, según recomendaciones de UNESA por la expresión (30).

$$V_{PASO-EXT} = \frac{0,16 \cdot \rho \cdot i}{D_E}$$

▲ (30) Tensión de paso en el exterior

Esta expresión se obtiene derivando la expresión general de la tensión de paso en el exterior de la malla. Se comprueba al igualar a cero la derivada para buscar el máximo que la distancia “D<sub>E</sub>” correspondiente a la distancia de la persona al electrodo extremo de la malla, coincide con la profundidad de soterramiento de la malla, “h”. Por tanto:

$$V_{PASO-EXT} = \frac{0,16 \cdot 200 \cdot 4,34}{0,6} = 231,61 \text{ V}$$

▲ (30) Tensión de paso en el exterior

Así, como conclusión del diseño de la red de puesta a tierra según el *MIE-RAT* 13, con los parámetros de la malla anteriormente definidos, se puede indicar lo siguiente:

- En el exterior del edificio de la subestación, la tensión más crítica es la de paso admisible en el borde de la malla, que resulta ser superior a la de paso en el exterior de la subestación. En este caso, la malla protege adecuadamente a cualquier persona cercana a la subestación.
- En el interior del recinto de la subestación, la tensión más crítica es la de contacto, que también resulta ser inferior a la de contacto admisible. De esta forma, la malla protege adecuadamente cualquier contacto con los equipos instalados en el interior de la subestación y que pudieran estar accidentalmente a potencial.

	Máximo admisible	Valor obtenido	Comprobación
Tensión de paso interior	27360 V	344,34 V	$U_{PMAX} > U_{PASO}$
Tensión de paso exterior		231,61 V	$U_{PMAX} > U_{PASO-EXT}$
Tensión de contacto	792 V	694,98 V	$U_{CMAX} > U_{CONTACTO}$

Dimensionado de la Malla de Puesta a Tierra.

Malla Rectangular sin picas		
Conductores	Conductor unipolar de Cobre desnudo	
	Sección	120 mm <sup>2</sup>
	Nº Alambres	19
	Ø exterior	14 mm
	Peso	1070,4 kg/km
	Resistencia (20°C)	0,153 Ω/km
Profundidad de las rejillas		0,6 m
Área de la malla		8100 m <sup>2</sup>
Lado mayor de la malla		90 m
Lado menor de la malla		90 m
Separación entre conductores		4 m
Longitud de perímetro		360 m
Longitud total de conductores		4230 m
Resistencia de puesta a tierra		1,03 Ω

#### IV.5. CÁLCULO DE LA RED DE TIERRA: IEEE Std 80

En este apartado los cálculos se han realizado de acuerdo con la guía *IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) Std 80-2000*.

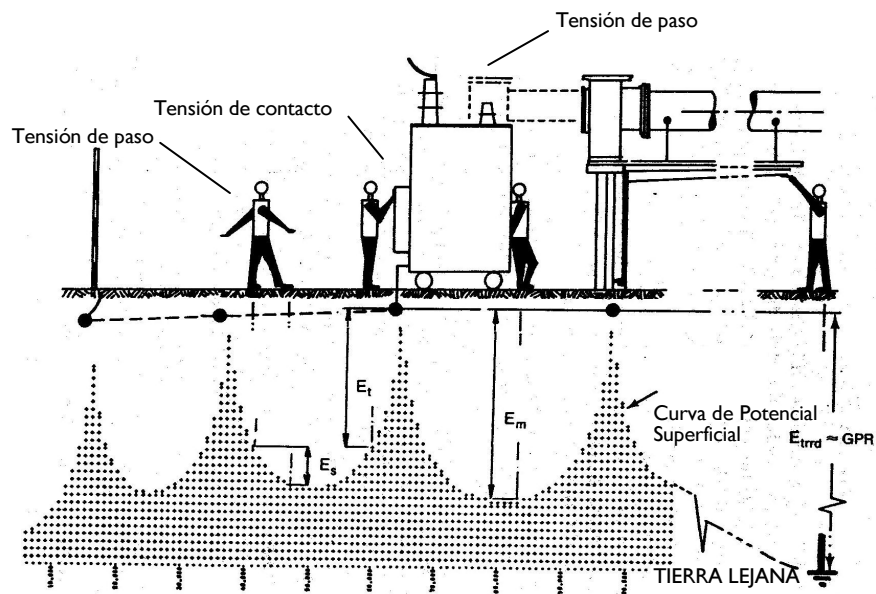
<b>Datos Generales</b>			
Frecuencia de la Red	50	Hz	
Temperatura	25	°C	
Tiempo de despeje	0,5	s	( $t_s$ )
Neutro rígidamente a tierra			
<b>Datos del Terreno</b>			
Espesor capa superficial	0,2	m	
Resistividad capa superficial	3000	$\Omega/\text{m}$	Grava ( $\rho_s$ )
Grosor del primer suelo	10	m	
Resistividad primer suelo	200	$\Omega/\text{m}$	Arena silícea ( $\rho$ )
Grosor segundo suelo	20	m	
Resistividad del segundo suelo	181	$\Omega/\text{m}$	
<b>Datos Geométricos</b>			
No existen picas	-	-	
Malla Rectangular	-	-	
Profundidad de las rejillas	0,6	m	( $h$ )
Área de la malla	8100	$\text{m}^2$	( $A$ )
Longitud del lado mayor de la malla	90	m	( $L_{MM}$ )
Longitud del lado menor de la malla	90	m	( $L_{Mm}$ )
Separación entre conductores	2,5	m	( $D$ )
Longitud de perímetro	360	m	( $L_P$ )
Longitud total de conductores	6660	m	( $L_C$ )
<b>Datos Generales de las líneas</b>			
Niveles de tensión	132/20	kV	
Nivel en el que se produce la falta	132	kV	
Corriente de cortocircuito	22420	A	$I_o/3$

Aunque muchos de los conceptos expuestos a continuación de la norma *IEEE Std. 80-2000* coinciden con la *Instrucción Técnica MIE-RAT 13*, consideramos adecuado comentarlos debido a que esta norma no es una norma europea, si no una norma americana, y por lo tanto, no estaremos tan familiarizados con los criterios de diseño de la misma.

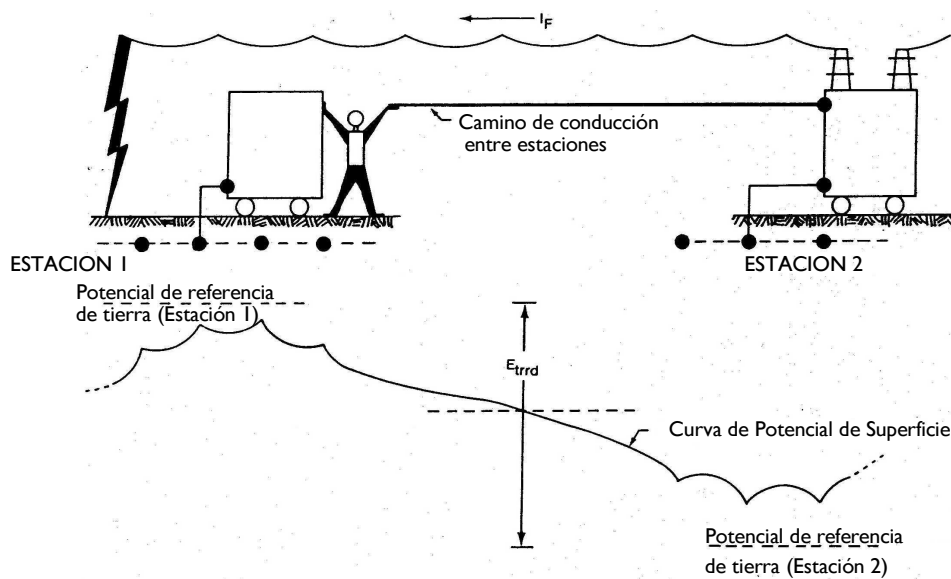
#### IV.5.1. Introducción de la puesta a tierra según IEEE Std. 80

Antes de comenzar con los cálculos del sistema de puesta a tierra, comentaremos brevemente las características más importantes de la norma *IEEE Std 80-2000*.

En las Figuras 22 y 23, se muestran cuatro situaciones en las que una persona está involucrada en una falta sobre el sistema de puesta a tierra.



▲ Figura 22. Situaciones básicas de shock eléctrico



▲ Figura 23. Situaciones típicas de potencial externo transferido



Para un contacto pie-pie, el circuito equivalente es el de la *Figura 22* y la tensión aplicada es igual a  $V_p$  (“tensión de paso”).

Para las otras tres situaciones de contacto mano-ambos pies es aplicable el circuito equivalente de la *Figura 23* y la tensión aplicada es igual a  $V_c$  (“tensión de contacto”), o  $V_M$  (“tensión de malla”), o  $V_{TRANSF}$  (“tensión de transferencia”).

Se denomina GPR a la máxima elevación de potencial en la red de una subestación con respecto a un punto distante que se asume está al potencial de tierra remoto.

Bajo condiciones normales, el equipo eléctrico puesto a tierra opera muy cerca del potencial cero, es decir que el potencial de un conductor neutro es casi idéntico al potencial de tierra remota.

Durante una falta a tierra, la porción de la corriente de falta que es conducida por la red de tierra al terreno circundante causa la elevación del potencial respecto a un punto remoto. Esta elevación de potencial GPR es proporcional a la magnitud de la corriente de la red de tierra y a la resistencia de dispersión de dicha red.

#### Tensión de Paso

La tensión de paso es la diferencia de potencial en la superficie que experimenta una persona uniendo con sus pies una distancia de 1 metro, sin tocar ninguna otra estructura puesta a tierra.

#### Tensión de Contacto

La tensión de contacto es la diferencia de potencial entre un punto de la superficie sobre el que se encuentra parada una persona y el de una estructura puesta a tierra que la persona esté tocando con las manos.

#### Tensión de Malla

La tensión de malla es la máxima tensión de contacto que se pueda encontrar dentro de una malla de una red (se define como malla a una de las cuadrículas de la red).

#### Tensión de Transferencia

La tensión de transferencia es un caso especial de la tensión de contacto, cuando el GPR total es transferido hacia o desde la subestación.

#### IV.5.2. Valores límite del diseño

En esta Guía se asume que:

- Las resistencias de contacto de pies y manos son iguales a cero (es decir, que se supone que la persona no lleva zapatos ni guantes).
- La resistencia del cuerpo humano ( $R_b$ ), tanto entre mano-ambos pies como mano-mano y pié-pié, se representa con un valor de  $1000 \Omega$ .

Sabiendo que  $\rho$  es la resistividad del suelo,  $\rho_s$  resistividad de una capa de material artificial (resistividad superficial) y  $t_s$  la duración del shock en segundos, procederemos a limitar las tensiones de paso y de contacto.

##### IV.5.2.1. Valores límite para la tensión de paso

La seguridad de una persona consiste en evitar que absorba una cantidad crítica de energía antes de que la falta sea despejada por los dispositivos de protección. Las máximas tensiones de cualquier circuito accidental no deberán exceder los límites que se establecen a continuación.

La corriente admisible soportada por el cuerpo humano es

$$I_B = 0,116 / (t_s)^{1/2}$$

▲ (31) Corriente admisible para una persona de 50 Kg

$$I_B = 0,157 / (t_s)^{1/2}$$

▲ (31') Corriente admisible para una persona de 70 Kg

También ha sido determinado que la resistencia de los dos pies en serie y la resistencia de los pies en paralelo:

$$R_{2FS} = 6 \cdot C_s \cdot \rho_s$$

▲ (32) Resistencia de los dos pies en serie

$$R_{2FP} = 1,5 \cdot C_s \cdot \rho_s$$

▲ (32') Resistencia de los dos pies en paralelo

Siendo  $C_s$  un coeficiente en función del terreno y la capa superficial, definida en la expresión (42), la tensión de paso el límite es,

$$E_{STEP} = V_{PMAX} = (R_B + R_{2FS}) I_B$$

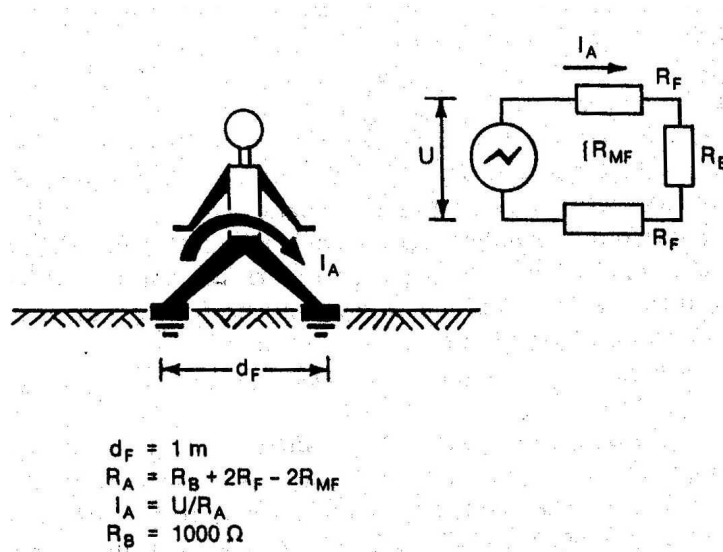
▲ (33) Límite para la tensión de paso

Consecuentemente resulta,

$$V_{P_{MAX}} = (1000 + 6 \cdot C_S \cdot \rho_s)^{0,157} / (t_s)^{1/2}$$

▲ (33) Límite para la tensión de paso

La tensión de paso real deberá ser menor que la máxima tensión de paso tolerable  $V_{P_{MAX}}$  para asegurar la seguridad de las personas.



▲ Figura 24. Circuito equivalente de tensión de paso

#### IV.5.2.2. Valores límite para la tensión de contacto

Análogamente, la tensión de contacto límite es:

$$E_{TOUCH} = V_{C_{MAX}} = (R_B + R_{2FP}) I_B$$

▲ (34) Límite para la tensión de contacto

Sustituyendo en la expresión (33), los valores de las expresiones (31') y (32'), resulta:

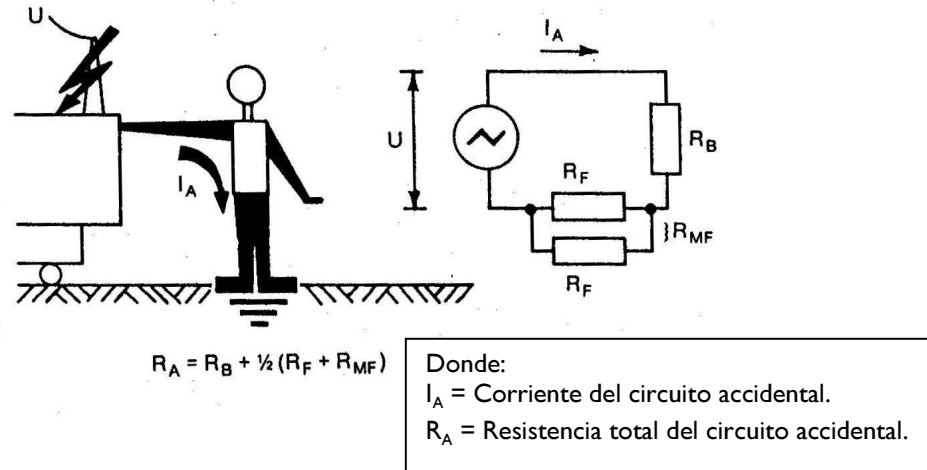
$$E_{TOUCH} = V_{C_{MAX}} = (1000 + 1,5 \cdot C_S \cdot \rho_s)^{0,157} / (t_s)^{1/2}$$

$$V_{C_{MAX}} = (157 + 0,235 \cdot C_S \cdot \rho_s) / (t_s)^{1/2}$$

▲ (34) Límite para la tensión de contacto

Las tensiones reales de contacto de malla o de transferencia deben ser menores que la máxima tensión de contacto tolerable  $V_{CMAX}$ , para asegurar la seguridad de las personas.

Los valores límites para las tensiones de paso y de contacto están implícitas en el cálculo de la longitud total de conductores indicado más abajo.



▲ Figura 25. Circuito equivalente de tensión de contacto

#### IV.5.2.3. Sección Mínima del Conductor de Tierra

La sección mínima de los conductores de tierra deberá ser determinada en función de la corriente máxima previsible de falta, con la metodología desarrollada en la Sección 9 de la IEEE Std. 80.

#### IV.5.2.4. Geometría de la Red

La geometría de la red de puesta a tierra deberá ceñirse a la ubicación en planta del equipamiento del parque de intemperie, tendiéndose los conductores en los corredores entre filas de los equipos, al costado de las bases.

Los espaciamientos de los conductores de la red serán de 2,5 m. La profundidad típica está entre 0,60 y 0,80 m, en nuestro caso 0,6 m.

El área del parque intemperie es el factor individual geométrico determinante en la resistencia de dispersión de la red. Cuanto mayor sea dicho área, menor será la resistencia y en consecuencia menor la elevación de potencial y por consiguiente, el “potencial de malla”.

#### IV.5.2.5. Dimensionamiento de la red de puesta a tierra

##### Red de Puesta a Tierra

Deberá determinarse la resistencia de dispersión a tierra de la red de conductores horizontales enterrados. Para las profundidades usuales de instalación de la malla en el sistema interconectado, dicho valor es:

$$R = \rho \left[ \frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left( 1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{20/A}} \right) \right]$$

▲ (35) Resistencia de puesta a tierra

Donde  $h$  es la profundidad de la red,  $L$  la longitud de conductor enterrado y  $A$  el área cubierta por la malla en  $m^2$ .

Una puesta a tierra ideal debería ser de una resistencia cercana a cero. En la práctica, la elevación de potencial de la red se incrementa proporcionalmente con la corriente de falta. Por lo tanto, cuanto mayor sea la intensidad de falta, menor debería ser la resistencia de dispersión a obtener.

Para grandes subestaciones de alta tensión, la resistencia a tierra debe ser menor a 1 ohm (tomaremos un 10% de tolerancia). Esta condición se ha utilizado también en el cálculo de la resistencia de puesta a tierra mediante la *instrucción técnica MIE-RAT 13* aunque esta norma no la contempla.

##### Contribución de las Jabalinas

La jabalinas de neutros y descargadores se vinculan a la malla de tierra y deben ser tenidas en cuenta al determinar el valor total del sistema de puesta a tierra.

Asimismo, cuando es difícil alcanzar los valores pretendidos con la malla solamente, el uso de jabalinas es el recurso adecuado para alcanzar dichos valores.

Debido a su influencia mutua, la resistencia total de la combinación “red horizontal de conductores-electrodos verticales” es menor que cualquiera de los componentes separados pero mayor que la resistencia de su conexión en paralelo.

Dado que en nuestro caso, tanto lo ya visto utilizando la *RAT 13* como la *IEEE Std 80*, se alcanzan los valores pretendidos únicamente con la malla, no hará falta el uso de jabalinas.

### Máximas Tensiones de Paso y de Malla dentro de la subestación

Para los rangos usuales de sección de conductor, profundidad de enterramiento y espaciado, puede decirse que:

$$V_{P\text{MAX}} = a \cdot \rho \cdot i$$

$$V_{C\text{MAX}} = b \cdot \rho \cdot i$$

$$V_{\text{malla}} = \rho \cdot i$$

Dónde  $\rho$  es la resistividad ( $\Omega \cdot m$ ),  $i$  la corriente en A por metro de conductor enterrado fluyendo en el terreno, y  $a$  y  $b$ , constantes de valores entre 0,1- 0,15, y 0,6-0,8 respectivamente.

En la estimación de la longitud mínima de conductor enterrado para controlar los gradientes, deberá tomarse como referencia la tensión de malla, que es la más desfavorable de las tensiones de contacto.

Deberá incluirse un “factor de irregularidad” para contemplar la no-uniformidad en el flujo de corriente a tierra por unidad de longitud de conductor enterrado.

La tensión de malla puede determinarse por la siguiente expresión:

$$V_{\text{malla}} = \frac{\rho \cdot k_m \cdot k_i \cdot I_G}{L}$$

▲ (36) Tensión de malla

Donde  $k_m$  es un factor de espaciado para tensión de malla,  $k_i$  un “factor de irregularidad” de corrección,  $\rho$  resistividad del terreno ( $\Omega \cdot m$ ),  $I_G$  corriente máxima de falta (A), que fluye entre la red y el terreno,  $L$  longitud mínima del conductor enterrado (m).

Sabiendo que  $L_C$  es la longitud total del conductor enterrado y  $L_P$  la longitud del perímetro,  $k_m$  y  $k_i$  se pueden determinar cómo:

$$k_m = \frac{1}{2\pi} \ln \left( \frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d} + \frac{(D + 2 + h)^2}{8 \cdot D \cdot d} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{k_{ii}}{k_h} \ln \left( \frac{8}{\pi(2n - 1)} \right)$$

$$k_i = 0,644 + 0,148n$$

▲ (37) Constante ( $k_m$ ,  $k_i$ )

Donde

$$k_{ii} = \frac{1}{(2n)^{2/n}}$$

$$k_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}}$$

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d$$

$$n_a = 2 \frac{L_c}{L_p}$$

$$n_b = n_c = n_d = 1$$

▲ (37') Constantes  $k_{ii}, k_h, n, n_a, n_b, n_c$

Los valores de  $n_b, n_c, n_d$  son iguales a la unidad debido a que la malla es cuadrada, y el valor de  $k_{ii}$  sería la unidad en el caso de que existieran varillas, pero como en nuestro caso no existen se debe calcular según la formula anterior.

Si este valor de  $V_{\text{MALLA}}$  se iguala al valor máximo tolerable  $V_{\text{CMAX}}$  antes calculado en el apartado IV.5.2.2., resulta:

$$\frac{\rho \cdot k_m \cdot k_i \cdot I_G}{L} = \frac{(157 + 0,235\rho_s)}{t_s^{1/2}}$$

Se ha incluido  $\rho_s$  para considerar la resistividad superficial.

Por tanto, resulta:

$$L = \frac{\rho \cdot k_m \cdot k_i \cdot I_G \cdot t_s^{1/2}}{157 + 0,235\rho_s}$$

▲ (38) Longitud mínima del conductor enterrado (m)

Con el dato de  $L$  y el de  $R_g$  (resistencia de dispersión de la red), se tienen dos datos básicos para el diseño de la red, que podrá afinarse sobre el plano de planta de la subestación.

Si la longitud de conductor resultante por razones geométricas y físicas ( $L_c$ ), por la necesidad de conexión de todo el equipamiento, es mayor que el valor  $L$  calculado, el problema está básicamente resuelto. De lo contrario, deberán reducirse las dimensiones de la cuadrícula hasta obtener el valor de  $L_c$  necesario para el control de los gradientes.

Por otro lado, con el valor de  $R_g$  y el de la intensidad de falla más desfavorable  $I_G$ , se tiene el valor de GPR, con el cual se analizarán eventuales problemas con la “tensión de transferencia”.

#### Tensión de Contacto del Lado Exterior del Cerco Perimetral

Como ya se comentó en el apartado IV.5.2. es recomendable extender la red de puesta a tierra fuera del cerco perimetral para evitar tensiones de contacto peligrosas para una persona parada en el lado exterior y tocando el cerco. El aumento del área de cobertura de la red tiene la ventaja adicional de reducir la resistencia. El cerco perimetral debe conectarse cuidadosamente a la red. Cuando el cerco está distante de la malla de puesta a tierra, se deberá conectarle conductores paralelos para mantener los valores de tensión de contacto por debajo de los máximos establecidos.

### **IV.5.2.6. Materiales**

#### Materiales para la Red de Puesta a Tierra

En la elección de los materiales de puesta a tierra, deberá considerarse su resistencia a la corrosión en distintos medios y su compatibilidad para conectarse en las uniones de conductores y jabalinas o conductores y estructuras u otros.

En las subestaciones transformadoras, por razones de confiabilidad, se usarán conductores de cobre (eventualmente, aunque menos recomendable, conductores de acero-cobre) y jabalinas de acero-cobre.

Los materiales a utilizar deberán ajustarse a las normas que se detallan a continuación:

Jabalina cilíndrica de acero-cobre y sus accesorios	Norma IRAM 2309
Soldadura cuproaluminotérmica	Norma IRAM 2315
Conductores de Cobre desnudos	Norma IRAM 2004
Conductores de Cobre recubiertos con PVC	Norma IRAM 2143
Conductores de Acero recubiertos en cobre cableados en capas concéntricas	Norma IRAM 2467
Alambres de Acero recubiertos de cobre trefilado duro	Norma IRAM 2466
Alambres de Acero-Cobre	Norma ASTM B-227
Código de práctica para Puesta a tierra de Sistemas Eléctricos - Parte I: Consideraciones generales. - Parte II: Guía de mediciones de magnitudes de puesta a tierra (resistencia, resistividades y gradientes). - Parte IV: Centrales, subestaciones y redes.	Norma IRAM 2281



Guantes de protección eléctrica, de elastómero:	Norma IRAM 3604
Cascos de seguridad de uso industrial	Norma IRAM 3620

La recepción y ensayos de los materiales de puesta a tierra deberán ajustarse a lo especificado en las normas correspondientes a cada uno de ellos.

#### **IV.5.2.7. Malla de Puesta a Tierra y Conexiones**

Al margen de las necesidades específicas relativas a la resistividad del terreno y a las tensiones de paso y de contacto, la cuadrícula de la malla de tierra se densificará mediante el agregado de ramas adicionales en las proximidades de las estructuras aporticadas de retención de barras e hilo de guarda, los transformadores de medida, descargadores de sobretensión y capacitores de acoplamiento para el sistema de onda portadora.

Las bajadas para conexión a la malla deberán ser conectadas, con la mínima longitud posible, a dos de los lados de la cuadrícula que rodean los pórticos y/o estructura soporte de equipo. Cada conexión deberá hacerse lo más cercana a los cruces de la malla. La sección de los cables de bajada deberá ser igual a la sección del cable de la malla de tierra.

#### IV.5.3. Cálculo del diseño de la red de tierra (IEEE Std. 80)

Antes de comenzar con los cálculos haremos un resumen de las constantes y variables que se utilizarán a lo largo de este apartado.

<b>Constantes</b>	
$\rho$	Resistividad aparente del terreno ( $\Omega \cdot m$ )
$I$	Corriente de falla monofásica en el secundario (kA)
$I_0$	Corriente de falla monofásica a tierra en el primario (kA)
$t_s$	Tiempo de despeje de la falla (s)
$k_f$	Constante para diferentes materiales a diferentes temperaturas de fusión $T_m$ y una temperatura ambiente de $T_a$ (40 °C).
<b>Variables</b>	
$h_s$	Grosor de la capa superficial (m)
$\rho_s$	Resistividad aparente de la capa superficial ( $\Omega \cdot m$ )
$L_1$	Largo de la malla (m)
$L_2$	Ancho de la malla (m)
$h$	Profundidad de enterramiento de la malla (m)
$L_C$	Longitud total del conductor horizontal (m)
$L_V$	Longitud de un electrodo tipo varilla (m)
$L_P$	Longitud del perímetro (m)
$D$	Espaciamiento entre conductores (m)
$N$	Número de electrodos tipo varilla
$U_{PMAX}$	Tensión de paso tolerable (V)
$U_{CMAX}$	Tensión de contacto tolerable (V)
$U_{MALLA}$	Tensión de la malla en caso de falta (V)
$U_{PASO}$	Tensión de paso en caso de falta (V)
$A$	Sección transversal del conductor ( $mm^2$ )
$d$	Diámetro del conductor (m)
$C_s$	Coeficiente en función del terreno y la capa superficial
$L_T$	Longitud total del conductor (m)
$A$	Área disponible para construir la puesta a tierra ( $m^2$ )
$R_g$	Resistencia de puesta a tierra calculada ( $\Omega$ )
$k_m$	Factor de espaciamento para tensión de malla
$k_{ii}$	Factor de corrección por ubicación de electrodos tipo varilla
$k_h$	Factor de corrección por la profundidad de enterramiento de la malla
$k_i$	Factor de corrección por geometría de la malla
$k_s$	Factor de espaciamento para la tensión de paso
$n$	Factor de geometría
$I_B$	Corriente admisible por el cuerpo humano

### Calculo de las corrientes de falta a tierra

Como ya se comento al calcular la intensidad para el caso de la RAT 13; La parte de corriente de defecto que aporta el transformador no circula por tierra, sólo contribuyen a la elevación de potencial de la malla las aportaciones de las líneas.

$$I_f = 3I_0 = \frac{3 \cdot U_N / \sqrt{3}}{3R_f + Z_{(012)L_1//L_2}}$$

#### ▲ (39) Intensidad en caso de falta en barras 132 kV

Siendo  $Z_{(012)L_1//L_2}$  el valor de las impedancias de secuencia de las líneas 1 y 2 en paralelo, calculada a raíz de los valores de las impedancias de secuencias de las líneas 1 y 2, calculadas en el apartado III.3, mediante las expresiones (17) y (17').

$$Z_0 = \frac{Z_{0(L1)} \cdot Z_{0(L2)}}{Z_{0(L1)} + Z_{0(L2)}} = 1,7545 + j3,23 \Omega$$

$$Z_1 = Z_2 = \frac{Z_{1(L1)} \cdot Z_{1(L2)}}{Z_{1(L1)} + Z_{1(L2)}} = 0,8 + j3,2 \Omega$$

#### ▲ (40) Impedancias de las líneas en paralelo

Con estos valores y tomando la  $R_f$  despreciable:

$$I_f = \frac{3 \cdot 132 \cdot 10^{-3} / \sqrt{3}}{3 \cdot 0 + (1,7545 + 0,8 + 0,8) + j(3,23 + 3,2 + 3,2)} = 22420 A$$

#### ▲ (39) Intensidad en caso de falta en barras 132 kV

Calculamos ahora la intensidad de falta en barras de 20 kV donde influirá la aportación de los transformadores, que al ser Estrella-Triángulo solo se transfiere la secuencia positiva de 132 kV.

$$(132 kV) Z_0 = Z_1 = 2,47 + j73,61 \Omega$$

$$(20 kV) Z_0 = Z_1 = 0,0567 + j1,69 \Omega$$

#### ▲ Impedancias del transformador según fabricante (datos en el apartado II.5 Transformación)

$$Z_1 = Z_2 = \left(\frac{20}{132}\right)^2 (0,8 + j3,2) + 0,0567 + j1,69 = 0,075 + j1,763 \Omega$$

$$Z_0 = 0,0567 + j1,69 \Omega$$

▲ (41) Impedancias vistas desde barras de 20 kV

$$\frac{3 \cdot 20 \cdot 10^{-3}}{\sqrt{3}}$$

$$I = 3I_0 = \frac{3 \cdot 0 + (0,0567 + 0,075 + 0,075) + j(1,69 + 1,763 + 1,763)}{3 \cdot 0 + (0,0567 + 0,075 + 0,075) + j(1,69 + 1,763 + 1,763)} = 6634,82 \text{ A}$$

▲ (39') Intensidad en caso de falta en barras 20 kV

Consideraremos para los cálculos posteriores la intensidad más desfavorable que en este caso será la que se produce en 132 kV, siendo 22,42 kA

#### Conductor a utilizar

En este caso la sección del conductor dependerá directamente del tipo de conductor que se elija, ya que no todos los conductores tienen las mismas propiedades. Nuestra malla de puesta a tierra se hará con alambre de acero recubierto de cobre, cuyas propiedades vienen reflejadas en la tabla posterior.

$$A = \frac{I \cdot k_f \sqrt{t_s}}{1,974}$$

▲ (39) Sección del conductor (mm<sup>2</sup>)

$$A = \frac{22,42 \cdot 10,45 \sqrt{0,5}}{1,974} = 83,92 \text{ mm}^2$$

▲ (39) Sección del conductor (mm<sup>2</sup>)

La sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de **95 mm<sup>2</sup>**. Y el diámetro de este conductor sería de 10,99 mm.

Según la *Norma IEEE Std. 80* la sección mínima a utilizar debe ser de 95 mm<sup>2</sup>, por lo tanto, se cumple esta condición.

Como se ha dicho, la tabla adjunta refleja las propiedades de los conductores. Se comparará en la misma, las diferentes secciones a utilizar dependiendo del conductor elegido.

Material	Conductividad (%)	T <sub>m</sub> (°C)	K <sub>f</sub>	Sección (mm <sup>2</sup> )
Cobre blando	100	1083	7	70 mm <sup>2</sup> (56,22 mm <sup>2</sup> )
Cobre duro cuando se utiliza soldadura exotérmica	97	1084	7,06	70 mm <sup>2</sup> (56,7 mm <sup>2</sup> )
Cobre duro cuando se utilizan conexiones mecánicas a presión	97	250	11,78	95 mm <sup>2</sup> (94,6 mm <sup>2</sup> )
<b>Alambre de acero recubierto de cobre (CCS)</b>	<b>40</b>	<b>1084</b>	<b>10,45</b>	<b>95 mm<sup>2</sup> (83,92 mm<sup>2</sup>)</b>
Varilla de acero recubierta de cobre	20	1084	14,64	120 mm <sup>2</sup> (117,57 mm <sup>2</sup> )
Varilla de acero galvanizada	9,8	1400	14,72	120 mm <sup>2</sup> (118,22 mm <sup>2</sup> )

Si nos fijamos en los resultados de la tabla, con los conductores de cobre blando y cobre duro tienen una sección de 70 mm<sup>2</sup> y 95 mm<sup>2</sup>, la sección mínima según reglamento es de 95 mm<sup>2</sup>, por lo que necesitaríamos la misma sección para el cobre que para el alambre de acero recubierto de cobre (CCS), por lo que es más rentable elegir este último, ya que para la misma sección es mucho más barato.

#### Tensiones de paso y contacto máximas tolerables

Sabiendo que el coeficiente en función del terreno y la capa superficial ( $C_s$ ) viene definido por la expresión (42), podemos obtener la tensión de paso y de contacto máximas tolerables según las expresiones (33) y (34):

$$U_{P_{MAX}} = (1000 + 6 \cdot 0,83 \cdot 3000)^{0,157} / (0,5)^{1/2} = 3533,47 \text{ V}$$

▲ (33) Límite para la tensión de paso

$$U_{C_{MAX}} = (1000 + 1,5 \cdot 0,83 \cdot 3000)^{0,157} / (0,5)^{1/2} = 1049,89 \text{ V}$$

▲ (33) Límite para la tensión de contacto

$$C_s = \frac{0,09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2h_s + 0,09} = \frac{0,09 \left(1 - \frac{200}{3000}\right)}{2 \cdot 0,2 + 0,09} = 0,8286$$

▲ (42) Coeficiente en función del terreno y la capa superficial

#### Determinación de la configuración inicial

Calculamos la cantidad en metros de la longitud total del conductor, que será la suma de la longitud del conductor horizontal ( $L'_c$ ) más la longitud total de las varillas.

En nuestro caso no tendremos varillas, por lo que este valor será nulo, y nuestra malla será cuadrada.

$$L_C = L'_C + N \cdot L_V = L'_C$$

$$L_C = L'_C = \left(\frac{L_1}{D} + 1\right) L_2 + \left(\frac{L_2}{D} + 1\right) L_1$$

$$L_C = \left(\frac{90}{2,5} + 1\right) 90 + \left(\frac{90}{2,5} + 1\right) 90 = 6660 \text{ m}$$

▲ (43) Longitud total del conductor

Esta longitud tiene que ser mayor que la longitud mínima, dado por la expresión (38).

$$L = \frac{200 \cdot 0,4 \cdot 6,12 \cdot 14199 \cdot \sqrt{0,5}}{157 + 0,235 \cdot 3000} = 5702,65 \text{ m}$$

▲ (38) Longitud mínima del conductor enterrado (m)

Par el cálculo de esta longitud se han utilizado las constantes de las expresiones (37) y (37') calculadas más adelante.

Se puede observar que se cumple la condición  $L_C > L$

Cálculo del área:

$$A = L_1 \cdot L_2 = 90 \cdot 90 = 8100 \text{ m}^2$$

▲ (44) Área de la malla de puesta a tierra

Cálculo de la resistencia de puesta a tierra

$$R_g = \rho \left[ \frac{1}{L_C} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left( 1 + \frac{1}{1+h\sqrt{20/A}} \right) \right] \Omega$$

▲ (35) Resistencia de puesta a tierra ( $\Omega$ )

$$R_g = 200 \left[ \frac{1}{6660} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot 8100}} \left( 1 + \frac{1}{1+0,6\sqrt{20/8100}} \right) \right] = 1,01 \Omega$$

▲ (35) Resistencia de puesta a tierra ( $\Omega$ )

Cálculo del máximo potencial de tierra (GPR)

$$GPR = I_G \cdot R_g \text{ (V)}$$

▲ (45) Máximo potencial de tierra (GPR)

Donde  $I_G$  es el valor de la intensidad de tierra, deducida la que circularía por conducción a través de los hilos de tierra,  $I_G = 1,9I_0$  (A)

$$I_G = 14199 \text{ A}$$

$$GPR = 14199 \cdot 1,01 = 14334 \text{ V}$$

▲ (45) Máximo potencial de tierra (GPR)

Si  $GPR > V_{CMAX}$  se calculan las tensiones de malla y de paso en caso de falta. En caso contrario,  $GPR < V_{CMAX}$ , el diseño ha concluido.

Tensión de contacto máxima admisible	Máximo potencial de tierra (GPR)	Condición
1050 V	14334 V	$GPR > U_{CMAX}$

Como el GPR es mayor que la tensión de contacto máxima admisible se procederá al cálculo de las tensiones de malla y de paso.

#### Cálculo de tensión de malla en caso de falta

$$U_{MALLA} = \frac{\rho I_G k_m k_i}{L_C + \left[ 1,55 + 1,22 \left( \frac{L_V}{\sqrt{L_1^2 + L_2^2}} \right) \right] N \cdot L_V} \text{ (V)}$$

▲ (46) Tensión de malla (V)

Como no tenemos varillas  $L_V$  es cero, el valor de  $I_G$  ha sido calculado anteriormente y los valores de las constantes  $k_m$  y  $k_i$  se calculan cómo se comentó anteriormente con las expresiones (37) y (37')

$$k_{ii} = \frac{1}{(2n)^{2/n}} = \frac{1}{(2 \cdot 17,36)^{2/n}} = 1,262$$

$$k_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} = 1,265$$

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d = 37$$

$$n_a = 2 \frac{L_C}{L_P} = 37$$

$$n_b = n_c = n_d = 1$$

▲ (37') Constantes  $k_{ii}, k_h, n, n_a, n_b, n_c$

$$k_m = 0,4$$

$$k_i = 6,12$$

▲ (37) Constante ( $k_m$ ,  $k_i$ )

$$U_{MALLA} = \frac{200 \cdot 14199 \cdot 0,4 \cdot 6,12}{6660} = 1045 \text{ V}$$

▲ (46) Tensión de malla (V)

Comprobamos que la  $U_{MALLA}$  sea menor que la  $U_{CMAX}$ . En caso contrario la configuración actual de la malla no sería válida y tendríamos que volver a diseñarla.

Tensión de contacto máxima admisible	Tensión de malla	Condición
3533 V	1045 V	$U_{MALLA} < U_{CMAX}$

Se puede comprobar mediante la tabla que se cumple el requisito.

Cálculo de la tensión de paso en caso de falta:

$$U_{PASO} = \frac{\rho I_G k_s k_i}{0,75 L_C + 0,85 N \cdot L_V} (V)$$

▲ (47) Tensión de paso (V)

$$k_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0,5^{n-2}) \right] = 0,495$$

▲ (48) Factor de espaciamiento para la tensión de paso

$$U_{PASO} = \frac{200 \cdot 14199 \cdot 0,495 \cdot 6,12}{0,75 \cdot 6660} = 1723 \text{ V}$$

▲ (46) Tensión de paso (V)

Si la  $U_{PASO}$  es mayor que la  $U_{PMAX}$  habría que cambiar la configuración de malla, por el contrario si es menor el diseño habrá concluido.

Tensión de paso máxima admisible	Tensión de paso	Condición
3533 V	1723 V	$U_{PASO} < U_{PMAX}$



Como se cumple tanto este requisito, como los anteriores, el diseño de la malla de tierra es correcto.

Así, como conclusión del diseño de la red de puesta a tierra según la norma IEEE Std. 80-2000, con los parámetros de la malla anteriormente definidos, se puede indicar lo siguiente:

- La máxima elevación de potencial en la red es mayor que la tensión de contacto tolerable y esta a su vez, es mayor que la tensión de malla, eso quiere decir, que la tensión de contacto que se puede encontrar dentro de la malla es menor que la diferencia de potencial entre un punto de la superficie sobre el que se encuentra parada una persona y el de una estructura puesta a tierra que la persona esté tocando con las manos. De esta forma, la malla protege adecuadamente cualquier contacto con los equipos instalados en el interior de la subestación y que pudieran estar accidentalmente a potencial
- La tensión de paso máxima admisible es mayor que la tensión de paso que existe en la subestación, lo que quiere decir que la diferencia de potencial en la superficie que experimenta una persona sin tocar ninguna otra estructura puesta a tierra es menor que el máximo tolerable. En este caso, la malla protege adecuadamente a cualquier persona cercana a la subestación.

GPR	14334 V	$GPR > U_{CMAX}$	Se cumple
Tensión de contacto tolerable	1050 V	$U_{CMAX} > U_{MALLA}$	Se cumple
Tensión de malla	1045 V		
Tensión de paso tolerable	3533 V	$U_{PMAX} > U_{PASO}$	Se cumple
Tensión de paso	1723 V		

Dimensionado de la Malla de Puesta a Tierra.

Malla Rectangular sin picas		
Conductores	Desnudo: acero recubierto de cobre	
	Sección	95 mm <sup>2</sup>
	N° Alambres	19
	Ø exterior	12,5 mm
	Peso	836 kg/km
	Resistencia (20°C)	0,193 Ω/km
Profundidad de las rejillas		0,6 m
Área de la malla		8100 m <sup>2</sup>
Lado mayor de la malla		90 m
Lado menor de la malla		90 m
Separación entre conductores		2,5 m
Longitud de perímetro		360 m
Longitud total de conductores		6660 m
Resistencia de puesta a tierra		1,01 Ω

#### IV.6. CONCLUSIONES

Recopilamos los datos de la malla de puesta a tierra resultante dimensionadas según la *Instrucción Técnica MIE-RAT 13* y según la *Norma IEEE Std. 80-2000*.

Dimensionado de malla según:			MIE-RAT 13	IEEE Std. 80-2000
Configuración de la malla			Malla Rectangular sin picas	
Profundidad de las rejillas			0,6 m	
Área de la malla			8100 m <sup>2</sup>	
Lado mayor de la malla			90 m	
Lado menor de la malla			90 m	
Longitud de perímetro			360 m	
Separación entre conductores			4 m	2,5 m
Longitud total de conductores			4230 m	6660 m
Resistencia de puesta a tierra			1,03 Ω	1,01 Ω
N° Soldaduras	En “T”		92	144
	En Cruz		437	1152
	Total		529	1296
Conductores	Tipo		Conductor unipolar de cobre desnudo	acero recubierto de cobre (CCS), desnudo
	Sección		120 mm <sup>2</sup>	95 mm <sup>2</sup>
	N° Alambres		19	19
	Ø exterior		14 mm	12,5 mm
	Peso		1070,4 kg/km	860 kg/km
	Resistencia (20°C)		0,153 Ω/km	0,193 Ω/km
Materiales (NOTA 3)	Peso total de conductores		4230 m · 1,07 kg/m 4527,8 Kg	6660 m · 0,86 kg/m 5727,6 Kg
	N° de moldes (NOTA 2)	En “T”	2 Uds.	2 Uds.
		En Cruz	6 Uds.	14 Uds.
	Cartuchos y disco		550 Uds.	1300 Uds.
	Masilla de sellado		10 kg.	15 kg.
Presupuesto red p.a.t. (NOTA 4)			45.875,04 €	49.385,84 €

NOTA 2. Para la soldadura se utilizarán moldes que se pueden reutilizar entre 70-100 soldaduras (pondremos unas 85 soldaduras de media)

NOTA 3. Procedimiento de soldadura desarrollado en el Anexo I. Soldadura Aluminotérmica

NOTA 4. Presupuesto desarrollado en el apartado V. Presupuesto.

Comparando ambas normas, se observa que la *IEEE 80* es más estricta y más completa que la *MIE-RAT 13*:

- La primera pone límite a la resistencia de puesta a tierra, siendo el valor máximo admisible para esta de  $1\Omega$ .
- La *IEEE Std. 80* también recomienda que la sección mínima del conductor sea de  $95\text{ mm}^2$ , mientras que en la *MIE-RAT 13*, la sección mínima es de  $25\text{ mm}^2$  para el caso de cobre y  $50\text{ mm}^2$  para el acero.
- En la *Norma IEEE Std. 80* necesitas cumplir más condiciones. Es decir, mientras que en la *MIE-RAT 13* es suficiente con que las tensiones de paso y contacto sean menores que las tensiones máximas admisibles de paso y contacto respectivamente, en la *IEEE 80*, aparte de esto, tienes que cumplir que la tensión de contacto tiene que ser menor que la diferencia de potencial GPR. Y Además necesitas también que la longitud total real de los conductores sea mayor que una longitud teórica.
- Mientras que en la *MIE-RAT 13* las secciones de los conductores se calculan solo para dos casos, cobre o acero. En la *IEEE 80* la manera de calcular esta sección dependerá de las características de los conductores, pudiendo elegir entre una amplia gama de ellos.
- El cálculo de las intensidades de defecto para el cálculo de las tensiones de paso y contacto es mucho más restrictivo en la *IEEE 80*, ya que tienes que tener en cuenta la red a la que se conecta la subestación, teniendo así que calcular el equivalente thevenin del sistema. Mientras que con la *RAT 13* es suficiente aplicando un coeficiente que dependerá de la forma de conexión del neutro a tierra (en nuestro caso al ser rígido a tierra se multiplica por 0,7). Así se puede comprobar, que el valor de esta corriente es mayor en la *IEEE 80* (22,42 kA) que en la *RAT 13* (18,37 kA).

Comparando los valores de la dimensión de la malla de puesta a tierra, se puede llegar a la conclusión que para la misma área a cubrir y con la misma dimensión (90x90), se necesitan menos metros de conductor para la *MIE-RAT 13* que para la *IEEE 80*, aunque la sección que se necesita para cumplir las condiciones es mayor en la primera que en la segunda.

El conductor a utilizar en la *RAT 13* es un conductor de Cu, un conductor mucho más eficaz, tanto en la conducción como en la corrosión, pero más caro y más difícil de encontrar que el conductor de acero recubierto de cobre utilizado en la *IEEE 80*.

Como se puede observar en el *apartado V*, el presupuesto dado para la implantación de la red de puesta a tierra según la *MIE-RAT 13* es ligeramente inferior al de la *IEEE 80*. La diferencia en cuanto a presupuestos de redes de puestas a tierra es de 3510,8 €, es decir un aumento del 7,65% del presupuesto del *IEEE 80* con respecto al del *MIE-RAT 13*. Pero si nos referimos al presupuesto total de la subestación, estaríamos hablando de un aumento de 0,075 %.

Por último, comparamos la diferencia en el tiempo de construcción de la malla de tierra. La *RAT 13* tendría un tiempo de ejecución menor al *IEEE 80*, por ejemplo; el tiempo medio de soldadura aluminotérmica es de unos 20 minutos aproximadamente por unidad, es decir, que para el caso de *RAT 13* se tardaría unas 176 h (22 jornadas de 8 horas de un jornalero), y para *IEEE 80* sería de unas 132 h (54 jornadas de 8 horas de un jornalero). Si la subestación tiene que entrar en servicio lo antes posible habrá que tener en cuenta estos tiempos.

### Conclusión

La elección de una u otra norma se basa en el aspecto técnico más que en el aspecto de presupuesto, ya que la diferencia entre los presupuestos de ambas normas es prácticamente despreciable, y además en este caso es mucho más prioritario la seguridad de las personas.

En resumen, se podría decir que en cuanto a Instrucciones, la *Norma IEEE Std. 80* es más restrictiva, estricta y pide más requisitos, algo muy positivo al tratarse de la protección y seguridad de las personas y de los equipos.

Como se dijo en el *apartado IV.1*, el diseño de puesta tierra tiene como objetivo hallar una solución económica que a la vez mantenga el nivel de calidad y confiabilidad del resto de las instalaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión. En nuestro caso, ambas soluciones son prácticamente iguales en el aspecto económico y la que mantiene este nivel de calidad y seguridad, es la *Norma IEEE 80*.

Aún así, dado que la construcción de la subestación objeto de este proyecto no está en curso y mucho menos finalizada, no pueden obtenerse conclusiones determinantes al respecto.

## **Apartado V. PRESUPUESTO**

El siguiente presupuesto se ha elaborado de forma que resulte lo más aproximado posible a la realidad. Los precios de los equipos y servicios se han solicitado a los fabricantes y proveedores respectivamente, y los que no se han podido obtener por esta vía han sido obtenidos de proyectos similares, o estimados convenientemente.

<b>Descripción</b>	<b>Cant.</b>	<b>Ud.</b>	<b>Precio Unitario</b>	<b>Precio Total</b>
<b>1. TRÁMITES, PERMISOS Y PROYECTOS, DIRECCIÓN DE OBRA, SUPERVISIÓN DE OBRA</b>				
Realización de los Proyectos Oficiales y de los Proyectos Constructivos.	1	Ud.	80.000,00	80.000,00
Resolución de todos los trámites y permisos necesarios.	1	Ud.	72.000,00	72.000,00
<b>Total 1</b>				<b>152.000,00</b>
<b>2. TERRENOS</b>				
Gestión de la compra de los terrenos y precio de los mismos	1	Ud.	25.000,00	25.000,00
<b>Total 2</b>				<b>25.000,00</b>
<b>3. OBRA CIVIL</b>				
Movimientos de tierra	1	Ud.	406.738,62	406.738,62
Hormigones	1	Ud.	59.054,37	59.054,37
Aceros	1	Ud.	32.779,60	32.779,60
Encofrados	1	Ud.	3.719,38	3.719,38
Red de cables	1	Ud.	238.506,68	238.506,68
Edificio prefabricado	1	Ud.	310.644,60	310.644,60
Abastecimiento de agua	1	Ud.	602,92	602,92
Red saneamiento y drenajes	1	Ud.	25.159,88	25.159,88
Cerramiento	1	Ud.	32.210,58	32.210,58
<b>Total 3</b>				<b>1.207.171,63</b>

#### 4. MONTAJES, TRANSPORTES Y VARIOS

5% del total de la obra eléctrica	I	Ud.	196.156,89	196.156,89
<b>Total 4</b>				<b>196.156,89</b>

#### 5. PARQUE 132 KV

Interruptor automático tripolar de SF6 intemperie, 145 kV, 2500 (ABB tipo LTBI45DI/B)	5	Uds.	27.796,81	138.984,05
Seccionador tripolar de 145 kV de intemperie, 2000 A con cuchillas de puesta a tierra (Areva tipo SG3C)	10	Uds.	8.792,00	87.920,00
Seccionador tripolar de 145 kV de intemperie, 2000 A sin cuchillas de puesta a tierra (Areva tipo SG3C)	4	Uds.	6.797,00	27.188,00
Transformador de intensidad tipo CH-145 relación 200-400-800/5-5-5- 5-5 A, 15 VA cl 0,2s, 30 VA cl 0,5, 3x(50 VA 5P20)	6	Uds.	3.907,00	23.442,00
Transformador de intensidad tipo CH-145 relación 300-600-1200/5-5- 5-5 A, 15 VA cl 0,2s, 30 VA cl 0,5, 3x(50 VA 5P20)	9	Uds.	3.907,00	35.163,00
Transformador de tensión de Arteche tipo UTE-145 relación 132:√3/2x0,110:√3 kV/0,110:3, 25 VA cl. 0,2s/180 VA y 150 VA cl. 0,5-3P	8	Uds.	4.207,00	33.656,00
Autoválvulas de protección	12	Uds.	2.104,00	25.248,00
Protección diferencial de barras	1	Ud.	27.000,00	27.000,00
Elementos auxiliares (embarrados, cadena de aisladores, estructura metálica, cajas de centralización, grapas de conexión y soldaduras, etc.)	1	Ud.	305.941,00	305.941,00
Protecciones, mando, control y comunicaciones incluidos				
<b>Total 5</b>				<b>704.542,05</b>

## 6. PARQUE 20 kV

Interrupor automático tripolar de SF6 intemperie, 24 kV, 1600 A (Siemens tipo 3AF0143)	28	Uds. 6.949,2	194.577,67
Seccionador tripolar giratorio de 24 kV de intemperie, 630 A sin cuchillas de puesta a tierra (Electrotaz tipo DIALT/24)	72	Uds. 1.699,25	122.346,00
Seccionador tripolar giratorio de 24 kV de intemperie, 1250 A sin cuchillas de puesta a tierra (Electrotaz tipo DIALT/24)	4	Uds. 2.198,00	8.792,00
Transformador de intensidad tipo CXE-36 relación 200-400/5-5-5 A, 15 VA cl 0,2s, 2x(20 VA 5P20)	66	Uds. 1.476,75	97.465,50
Transformador de intensidad tipo CXE-36 relación 1000-2000/5-5-5 A, 15 VA cl 0,2s, 2x(20 VA 5P20)	6	Uds. 2013,50,00	12.021,00
Transformador de tensión de Arteche tipo UZK-24 relación $22:\sqrt{3}/2x0,110:\sqrt{3}$ 50 VA cl. 0,2s/50 VA 3P	12	Uds. 2.103,50	25.242,00
Transformador toroidal Arteche tipo BAR 50/I A IVA	22	Uds. 2.313,8	50.903,6
Elementos auxiliares (embarrados, cadena de aisladores, estructura metálica, cajas de centralización, grapas de conexión y soldaduras, etc.)	1	Ud. 76.485,25	76.485,25
Protecciones, mando, control y comunicaciones incluidos			
<b>Total 6</b>			<b>587.7833,02</b>

## 7. CABLES PUENTES 132 KV

Cables de potencia y control, tenas de terminales enchufables y montaje cable y ejecución de terminales.	1	Ud. 67.826,00	67.826,00
<b>Total 7</b>			<b>67.826,00</b>



## 8. TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Transformador 132/20 kV 40 MVA.

Suministro, montaje y ensayos en  
fábrica y campo y conexión de  
terminales

2 Uds. 532.700,00 1.065.400,00

**Total 8 1.065.400,00**

## 9. INSTALACIONES AUXILIARES

Bastidor de protecciones, formado  
por 1 panel, incluyendo equipos de  
protección, relés auxiliares y  
convertidores de medida y unidad  
de control de posición (UCP)

27 Uds. 7.212,15 194.728,05

Cable RHZI-20L (S) 12/20 kV  
Al 1 x 95. Conexión

Transformadores SS.AA. 50 Uds. 16,70 835,00

Transformador de SS.AA.

15000/380 V 160 kVA con cabina 2 Uds. 9.696,00 19.392,00

Cuadro SS.AA. para subestación  
urbana 132 kV con conexión de  
grupo electrógeno

1 Ud. 50.840,00 50.840,00

Batería 125 Vcc

2 Uds. 14.752,00 29.504,00

Batería 48 Vcc

1 Ud. 8.000,00 8.000,00

Grupo electrógeno 200 kVA

1 Ud. 28.308,80 17.693,00

Armario de medida

1 Ud. 5.500,00 5.500,00

Armario para documentación y  
planos de la subestación

1 Ud. 1.686,40 1.686,40

Montaje

1 Ud. 150.000,00 150.000,00

**Total 9 478.178,45**

## 10(A). SISTEMA DE PUESTA A TIERRA. RCE MIE-RAT 13

Registro rectangular de poliéster  
AC-RP 60 (KLK)

Caja unipolar de puesta a tierra 3 Uds. 1.720,00 5.160,00

Conductor de cobre desnudo

120 mm<sup>2</sup>. 19 Alambres. 1,07 kg/m 4527,8 Kg. 7,30 33.052,94

Tirada de cable (mano de obra)

4230 m. 0,23 972,90

**Soldadura aluminotérmica**

Molde para conexión en “T” para conductor de Cu 120 mm<sup>2</sup>

Uso medio por molde 70/100 veces

KLK-SOLDAL CC-TH/CI 50	2	Uds.	83,90	167,80
------------------------	---	------	-------	--------

Molde para conexión en cruz para conductor de Cu 120 mm<sup>2</sup>

Uso medio por molde 70/100 veces

KLK-SOLDAL CC-XS/2xC150	6	Uds.	149,80	898,80
-------------------------	---	------	--------	--------

Cartucho y disco

KLK-SOLDAL C90	550	Uds.	3,94	2167,00
----------------	-----	------	------	---------

Equipos varios (Pistola de ignición, tenazas soporte TSC, Cepillo metálico y brocha, rascador de moldes...)

2	Uds.	41,20	82,40
---	------	-------	-------

Masilla de sellado

10	Kg.	20	200
----	-----	----	-----

Mano de obra de las soldaduras	529	Uds.	6	3174
--------------------------------	-----	------	---	------

<b>Total I0(A)</b>				<b>45.875,04</b>
--------------------	--	--	--	------------------

**I0(B). SISTEMA DE PUESTA A TIERRA. IEEE Std. 80**

Registro rectangular de poliéster

AC-RP 60 (KLK)

Caja unipolar de puesta a tierra	5	Uds.	1.720,00	8.600,00
----------------------------------	---	------	----------	----------

Alambre de acero recubierto de cobre(CCS)

95 mm <sup>2</sup> . 19 Alambres. 0,637 kg/m	4242,42	Kg.	5,80	24.606,04
--	---------	-----	------	-----------

Tirada de cable (mano de obra)	6660	m.	0,23	1531,8
--------------------------------	------	----	------	--------

**Soldadura aluminotérmica**

Molde para conexión en “T” para conductor de Cu 95 mm<sup>2</sup>

Uso medio por molde 70/100 veces

KLK-SOLDAL CC-TH/CI 15	2	Uds.	83,90	167,80
------------------------	---	------	-------	--------

Molde para conexión en cruz para conductor de Cu 95 mm<sup>2</sup>

Uso medio por molde 70/100 veces

KLK-SOLDAL CC-XS/C250	14	Uds.	85,70	1199,80
-----------------------	----	------	-------	---------

Cartucho y disco

KLK-SOLDAL C90	1300	Uds.	3,94	5122,00
----------------	------	------	------	---------

Equipos varios (Pistola de ignición, tenazas soporte TSC, Cepillo metálico y brocha, rascador de moldes...)

2	Uds.	41,20	82,40
---	------	-------	-------

Masilla de sellado	15	Kg. 20	300
Mano de obra de las soldaduras	1296	Uds. 6	7776
<b>Total I0(B)</b>			<b>49.385,84</b>

## **I I. SEGURIDAD INDUSTRIAL**

Sistemas de protección pasiva contra el fuego	I	44.436,63	44.436,63
Sistema de protección activa contra el fuego	I	74.754,03	74.754,03
<b>Total I I</b>			<b>119.190,66</b>

## **I2. RECEPCIÓN TECNICA**

Pruebas de recepción de la instalación	I	5.000,00	5.000,00
Carga de ajustes y pruebas en equipos de protección y de telecontrol	I	10.000,00	10.000,00
Pruebas funcionales globales en baja tensión de toda la instalación	I	5.000,00	5.000,00
<b>Total I2</b>			<b>20.000,00</b>

## **I3. COORDINACIÓN DE SEGURIDAD Y SALUD**

Estudio de seguridad y salud	I	20.283,38	20.283,38
<b>Total I3</b>			<b>20.283,38</b>

<b>TOTAL (A)</b>	<b>4.689.457,12 €</b>
------------------	-----------------------

<b>TOTAL (B)</b>	<b>4.692.967,92 €</b>
------------------	-----------------------

## **ANEXO I. SOLDADURA ALUMINOTÉRMICA**

En este anexo explicaremos brevemente el principio de las soldaduras aluminotérmicas del cobre para un sistema de puesta a tierra.

### **Procedimiento**

El procedimiento de este tipo de soldaduras aprovecha la alta temperatura que se desarrolla en la reacción provocada por la reducción del óxido de cobre por el aluminio. La reacción tiene lugar en el interior de un molde-crisol de grafito, en el que previamente se han introducido las piezas a soldar; el metal resultante de la reacción aluminotérmica, en estado de fusión, fluye sobre ellas, fundiéndolas y formando una masa compacta y homogénea.

La reacción es muy rápida y por tanto las piezas a soldar adquieren, en la zona que rodea al punto de soldadura, una temperatura muy inferior a la que se obtiene empleando los procedimientos habituales, factor muy importante cuando se trata de proteger el aislamiento del cable o las características físicas de los materiales a soldar.

### **Conexión**

La conexión es una soldadura molecular y no un mero contacto mecánico. La aleación utilizada tiene una temperatura de fusión prácticamente igual a la del cobre y posee, generalmente, una sección aproximadamente el doble que la de los conductores a soldar, por lo que:

- Las sobrecargas o intensidades de cortocircuito no afectan a la conexión y los ensayos han demostrado que los conductores funden antes que la soldadura.
- La conductividad de la conexión es, al menos, igual o superior a la de los conductores unidos.
- No existe probabilidad de corrosión galvánica, puesto que los conductores quedan integrados en la propia conexión.

### **Molde**

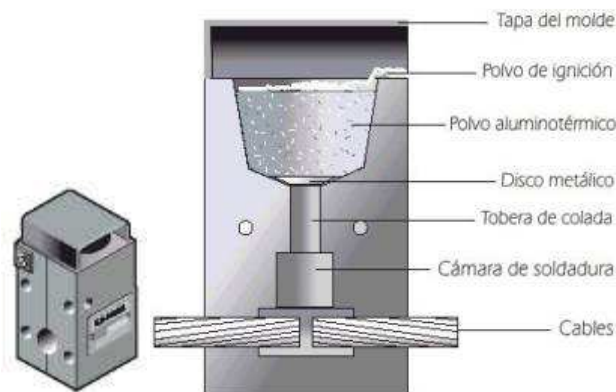
Los moldes se mecanizan a partir de un bloque de material refractado (grafito). Su duración media, en condiciones normales de utilización es de 70-100 soldaduras. Una tapa metálica protege de las proyecciones en el momento de la ignición.

Para el presupuesto se ha estimado que la utilización de este molde será de unas 85 soldaduras de media.

El molde dependerá de la sección de los conductores.

Para el sistema de puesta a tierra según *MIE-RAT 13*, tendremos conductor de Cu 120 mm<sup>2</sup>, por lo que elegiremos molde KLK-SOLDAL CC-TH/CI50 para las conexiones en “T” y KLK-SOLDAL CC-XS/2xC150 para conexiones en cruz.

Para el sistema de puesta a tierra según *IEEE Std. 80*, tendremos conductor de Cu 95 mm<sup>2</sup>, por lo que elegiremos molde KLK-SOLDAL CC-TH/CI15 para las conexiones en “T” y KLK-SOLDAL CC-XS/C250 para las conexiones en cruz.



▲ Figura 26. Molde soldadura aluminotérmica (ejemplo KLK-SOLDAL)

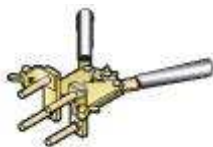
#### Cartucho y disco

Envase de plástico que contiene la carga aluminotérmica en un lado y el polvo de ignición en el otro. El disco se utiliza para obturar la tobera antes de depositar la carga.

El tipo de cartucho será la misma para ambas puestas a tierra (*RAT 13 Y IEEE 80*), la KLK-SOLDAL C90

#### Equipo necesario

Aparte de los ya descritos como los moldes, los cartuchos y los discos, necesitamos:



Tenazas soporte (TSC), diseñadas para manejar los moldes con total seguridad, permitiendo su apertura y cierre cuando el molde está caliente.

- Pistola de ignición, que se utiliza para el encendido del polvo de ignición.

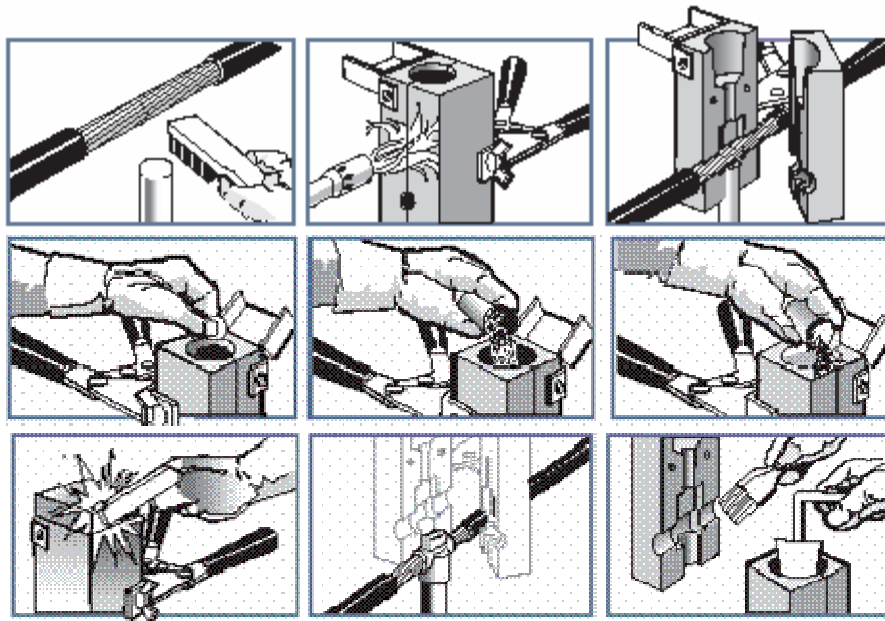


- Cepillo metálico y brocha, para la limpieza de los cables a soldar y el interior del molde respectivamente.



- Rascador de moldes, para la limpieza de la tobera de carga del molde.



Proceso de la soldadura aluminotérmica

▲ Figura 27. Proceso de la soldadura aluminotérmica

Tal y como se muestra en las viñetas de la *figura 27* el procedimiento es el siguiente.

1. Utilizando la carda (cepillo metálico), cepillar las partes metálicas a soldar para eliminar todo el óxido o suciedad.
2. Antes de realizar la primera soldadura, es imprescindible precalentar el molde (a no ser que ya esté caliente de una soldadura anterior). De esta forma, se eliminará la humedad del molde y se evitarán soldaduras porosas.
3. Abrir el molde, separando los mangos de la tenaza.
4. Cerrar la tenaza del molde, y bloquearla en dicha posición, para evitar fugas de metal fundido durante la soldadura. Colocar el disco metálico, con la parte cónica hacia abajo, en el fondo de la tolva, para obturar el orificio de colada.
5. Vaciar el polvo de soldadura (la carga aluminotérmica) en la tova del molde.
6. Vaciar el polvo de ignición sobre el de soldadura y en el borde del molde, bajo la abertura de la tapa, para facilitar su ignición.
7. Cerrar la tapa del molde. Aplicar la pistola lateralmente, sobre el polvo de ignición, y accionarla para conseguir el encendido.
8. Esperar un minuto antes de abrir la tenaza del molde. Durante esta operación, hay que tener cuidado con no dañar el molde.
9. Por último, eliminar la escoria de la tolva, el orificio de colada y la tapa de molde con el rascador de moldes. Limpiar los restos de suciedad de la cámara de soldadura con una brocha.

## **ANEXO II. PLANOS Y DOCUMENTACIÓN**

---

- MGM001 – Esquema Eléctrico Unifilar
- MGM002 – Esquema Unifilar de Protecciones. Posición de línea 132 kV
- MGM003 – Esquema Unifilar de Protecciones. Posición de transformador 132 kV
- MGM004 – Esquema Unifilar de Protecciones. Posición de acoplo transversal 132 kV
- MGM005 – Esquema Unifilar de Protecciones. Posición de barras 132 kV
- MGM006 – Esquema Unifilar de Protecciones. Posición de línea 20 kV
- MGM007 – Esquema Unifilar de Protecciones. Posición de transformador 20 kV
- MGM008 – Esquema Unifilar de Protecciones. Posición de acoplo longitudinal 20 kV
- MGM009 – Esquema Unifilar de Protecciones. Posición de acoplo transversal 20 kV
- MGM010 – Esquema Unifilar de Protecciones. Posición de barras 20 kV
- MGM011 – Esquema Unifilar de Protecciones. Posición de servicios auxiliares 20 kV
- MGM012 – Esquema Unifilar de Protecciones. Esquema Eléctrico Unifilar SS.AA.
- MGM013 – Placa de características Transformador
- MGM014 – Red de tierras. Malla enterrada según la norma *IEEE Std. 80*.
- MGM015 – Red de tierras. Malla enterrada según la instrucción *MIE-RAT 13*.

## BIBLIOGRAFIA

---

### **Libros y apuntes**

- [1] *Mantenimiento preventivo. Protecciones*. Ed. Iberduero Formación/Derhu.
- [2] Enríquez Harper, Gilberto; *Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas*. Limusa, 1998.
- [3] Ramírez Vázquez, José. *Estaciones de transformación y distribución. Protección de sistemas eléctricos*. 8ª edición. Ediciones CEAC. 1998.
- [6] Ramos Gómez, Ángel. Apuntes de la asignatura *Gestión de Redes Eléctricas*, 3º Ingeniería Técnica Industrial, Electricidad. Universidad Corporativa de UNIÓN FENOSA. 2007.
- [7] Usaola García, Julio. Apuntes de la asignatura *Análisis de Sistemas Eléctricos*, 3º Ingeniería Técnica Industrial, Electricidad. Universidad Carlos III de Madrid. 2008.

### **Reglamentos y normas**

- [8] *RCE Reglamento de centrales, subestaciones y centros de transformación*. Ministerio de Industria y Energía.
- [9] *MIE-RAT. Reglamento de alta tensión*. Ministerio de Industria y Energía, 1984.
- [10] *IEEE Std 80-2000 (Revision of IEEE Std 80-1986). IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding*. Aprobado el 30 Enero 2000.
- [10] Gerencia Técnica, Transener S.A. Guía de diseño y normas para puesta a tierra de estaciones transformadoras. Argentina.

### **Direcciones de internet**

- [11] MIE-RAT online  
[http://www.coitiab.es/reglamentos/electricidad/reglamentos/mie\\_rat.htm](http://www.coitiab.es/reglamentos/electricidad/reglamentos/mie_rat.htm)
- [12] UNESA, Unidad Eléctrica, S.A. Comité de distribución comisión de reglamentos. Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación conectados a redes de tercera categoría. 1989.  
[http://www.endesa.es/Portal/es/proveedores\\_2007/Normativa\\_2007/documentos\\_referencia/2.3+Documentos+UNESA+/metodos\\_calculo/default.htm](http://www.endesa.es/Portal/es/proveedores_2007/Normativa_2007/documentos_referencia/2.3+Documentos+UNESA+/metodos_calculo/default.htm)



- [13] Universidad politécnica de valencia. Apuntes de Tecnología eléctrica. Instalaciones de puesta a tierra.  
[http://www.upv.es/electrica/material\\_tecno/Transparencias03/Tema3/T3.pdf](http://www.upv.es/electrica/material_tecno/Transparencias03/Tema3/T3.pdf)
- [14] Definición ferorrresonancia  
<http://rymelcr.net/InforFerroresonancia.html>
- [15] Eliminación de resonancias (Ferroresonancia)  
[http://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/scot271.nsf/VerityDisplay/3D996A1C7AD97BA9C12570CE004A6D5D/\\$File/42-46%204M570\\_SPA72dpi.pdf](http://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/scot271.nsf/VerityDisplay/3D996A1C7AD97BA9C12570CE004A6D5D/$File/42-46%204M570_SPA72dpi.pdf)
- [16] Catálogo de GIS F35 de AREVA  
[http://www.aveva-td.com/solutions/liblocal/docs/Products/\\_1062494366541-F35-145-English.pdf](http://www.aveva-td.com/solutions/liblocal/docs/Products/_1062494366541-F35-145-English.pdf)
- [17] Catálogo KITZ I02  
[http://www.aveva-td.com/solutions/liblocal/docs/1029826726595-Kitz\\_en\\_0806.pdf](http://www.aveva-td.com/solutions/liblocal/docs/1029826726595-Kitz_en_0806.pdf)
- [18] Catálogo relés ZIV  
<http://www.zivusa.com/docs/cat/productguide.pdf>
- [19] Catálogo sensor HYDRAN  
[http://www.gepower.com/prod\\_serv/products/substation\\_md/en/downloads\\_en/hydranm2\\_fact\\_sheet.pdf](http://www.gepower.com/prod_serv/products/substation_md/en/downloads_en/hydranm2_fact_sheet.pdf)
- [20] Catálogo Electrotaz  
<http://www.electrotaz.com/aparamenta/web/prodresumen.htm>
- [21] Catálogo KLK  
<http://www.klk.es/product/index?history=clear>
- [21] Catalogo ABB. Interruptores de Alta tensión (Tipo LTB)  
<http://www.abb.es/product/db0003db002618/c1257399005c5f4fc1257157002e547b.aspx>  
[http://www05.abb.com/global/scot/scot245.nsf/veritydisplay/46d7130dd98044fbc12574e4004e0477/\\$File/Guia%20para%20el%20comprador%20Interruptores%20de%20Tanque%20Vivo%20Ed4%20es.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot245.nsf/veritydisplay/46d7130dd98044fbc12574e4004e0477/$File/Guia%20para%20el%20comprador%20Interruptores%20de%20Tanque%20Vivo%20Ed4%20es.pdf)

### **Otras fuentes consultadas**

- [22] Apuntes *Aplicación de equipos de protección de subestaciones*.
- [23] Información prestada por Iberdrola Ingeniería y Construcción.
- [24] Información prestada por Socoin.